

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية  
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique  
**Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou**  
جامعة مولود معمري  
FACULTÉ DES SCIENCES BIOLOGIQUES ET DES SCIENCES AGRONOMIQUES  
DÉPARTEMENT DES SCIENCES GÉOLOGIQUES



**MEMOIRE**

Présenté pour l'obtention du diplôme de

**MASTER EN SCIENCES DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS**

**Option : Ressources Minérales, Géomatériaux et Environnement**

**Par : MAZARI Tiziri**

**Thème**

**Utilisation des Géomatériaux pour le traitement des rejets liquides  
de la raffinerie d'Alger : Etude comparative entre le Sable, le  
Foin et l'Anthracite.**

**Soutenu publiquement le 25 / 06 / 2024 devant le Jury composé de :**

M. SAMI Lounis	Professeur à l'UMMTO	Président
M. MAKHLOUF Ali	M.C.A à l'UMMTO	Rapporteur
Melle. GACI Nabila	M.A.A à l'UMMTO	Examinatrice
Mr. CHENTIR. K	Ingénieur à SONATRACH	Co-promoteur
Mr. ZEMMOURI	Directeur à SONATRACH	Invité

# Remerciements

*Je tiens à remercier avant tout Allah, le bon dieu, l'Unique, le Puissant, ... pour son guide et sa protection ; et de m'avoir donné le courage, la force d'élaborer ce travail.*

*Mes vifs remerciements vont également à l'équipe de SONATRACH, et l'ensemble du personnel du laboratoire pour l'accueil qu'elles m'ont réservé, le temps accordé par chacun de ses membres, et plus particulièrement à Monsieur ZEMMOURI le directeur de la raffinerie d'Alger, Monsieur HADJ BAR, Monsieur YAHIAOUI, Monsieur DEGHILOUME pour leurs soutiens, leurs aides tout au long de la période d'élaboration de ce mémoire.*

*C'est avec beaucoup de reconnaissance que j'adresse mes sincères remerciements à l'égard de Monsieur K. CHENTIR ingénieur à la raffinerie d'Alger et Monsieur A. MEKHLLOUF M.C.A à l'UMMTO pour avoir proposé ce thème, et toute la confiance qu'il m'avait accordée et acceptée de m'encadrer ; pour leurs disponibilités, leurs conseils, et leurs suivis tout au long de la réalisation de ce travail, qui était d'un apport précieux.*

*Je remercie aussi les membres du jury qui ont accepté d'examiner ce modeste travail.*

*Je ne peux conclure mes remerciements sans une pensée à l'ensemble de mes enseignants du département des Sciences de la Terre et l'Univers, qui en encadré ma formation à l'Université Mouloud Mammeri de Tizi Ouzou, et pour leurs conseils et leurs orientations tout au long de nos études.*

**Merci**

# Dédicace

*A mes grands soutiens et source d'inspiration, je dédie ce travail avec tout mon amour et ma reconnaissance infinis.*

*A ma mère **TAOUES** qui a toujours été mon port d'attachement et ma boussole, tu es la personne qui m'a donné la vie, qui m'a élevé, merci pour ton amour inconditionnel, ton dévouement et ton soutien inébranlable. Tu as été la lumière qui a éclairé mon chemin dans les moments sombres et tu as toujours cru en moi, même lorsque je doutais. Tu as fait de moi une femme courageuse maman. Aucune dédicace ne saurait être assez éloquente pour exprimer ce que tu mérites.*

*A mon père **SAID** qui m'a appris l'importance du travail acharné, de la persévérance et de l'honnêteté, tu es mon modèle de force, de courage et de détermination. Ta sagesse et tes conseils avisés m'ont permis de grandir et de devenir la personne que je suis aujourd'hui. Tu m'as inspiré à viser plus haut et à poursuivre mes rêves. Je te suis infiniment reconnaissante pour ton soutien indéfectible, ta confiance en moi et ton amour. Ce travail est le fruit de tes sacrifices que tu as consenti pour mon éducation et ma formation. Je suis honoré d'être ta fille.*

*A Ma chère sœur **NARIMANE**, ainsi mes chers frères **SMAIL** et **SADEK** merci pour votre soutien constant, votre humeur contagieux et votre présence réconfortante. Vous êtes ma source de joie et de bonheur, je suis reconnaissante de vous avoir dans ma vie.*

*A La mémoire de Ma chère tante et grand-mère qui nous ont quittés, que dieu ait pitié d'elles. Je leur dis que j'aurais aimé que vous soyez avec moi maintenant, mais le destin ne l'a pas voulu. Votre place sera toujours implantée dans mon cœur.*

*Enfin, à tous mes amis et mes proches, je vous remercie sincèrement pour votre encouragement et votre amour. Même si les mots peuvent parfois être difficiles à trouver, sachez que je vous apprécie énormément et que votre soutien a été d'une valeur inestimable.*

***TIZIRI***

<b>Remerciements</b> .....	I
<b>Dédicace</b> .....	II
<b>Glossaire</b> .....	III
<b>Liste des abréviations</b> .....	IV
<b>Liste des figures</b> .....	V
<b>Liste des tableaux</b> .....	VI
<b>Introduction générale</b> .....	18

## Chapitre I : Généralités

<b>Introduction</b> .....	20
<b>1. Généralités sur le pétrole</b> .....	20
1.1 Définition du pétrole .....	20
1.2 Historique .....	21
1.3 Type et qualités du pétrole .....	21
<b>1.4 Composition du pétrole</b> .....	21
1.4.1 Hydrocarbures saturés .....	22
1.4.2 Hydrocarbures insaturés .....	22
1.4.3 Hydrocarbures aromatiques .....	22
1.4.4 Composés soufrés .....	22
1.4.5 Composés azotés .....	22
1.4.6 Oxygène .....	22
1.4.7 Métaux .....	23
<b>1.5 Géologie du pétrole</b> .....	23
1.5.1 Formation .....	23
1.5.2 Accumulation de matière organique .....	24
1.5.3 Maturation de la matière organique .....	24
1.5.4 Piégeage des hydrocarbures .....	24
<b>1.6 Réserves pétrolières</b> .....	<b>25</b>
1.6.1 Principaux gisements d'hydrocarbures de l'Algérie .....	26
A) Champ de Hassi Messaoud .....	27
B) Champ de Hassi Berkine Sud .....	27
C) Champ d'Ourhoud .....	27
D) Champ de Haoud Berkaoui .....	27
E) Champ d'Edjeleh .....	27
F) Champ de Hassi R'mel .....	28
G) Rhourde Nouss .....	28
H) Gisement de Krechba (In Salah) .....	28
<b>1.7 Industrie pétrolière</b> .....	<b>29</b>
<b>1.8 Raffinage du pétrole</b> .....	<b>31</b>
1.8.1 Principales étapes du procédé de raffinage du pétrole .....	31
A) Fractionnement atmosphérique .....	31
B) Fractionnement sous vide .....	31
C) Conversion catalytique .....	31
D) Traitement des coupes intermédiaires .....	31
E) Hydrotraitement .....	31
F) Dépolymérisation et craquage .....	31
G) Traitement complémentaire .....	32
1.8.2 Produits finaux .....	32

<b>1.9 Impacts environnementaux du raffinage .....</b>	<b>33</b>
A) Émissions de gaz à effet de serre (GES).....	34
B) Pollutions de l'air .....	34
C) Pollution de l'eau .....	34
D) Déchets et déversements .....	34
E) Consommation de ressources naturelles.....	34
F) Impacts sur les terres et la biodiversité.....	34
<b>2. La pollution industrielle liquide .....</b>	<b>35</b>
2.1 Définition des eaux résiduaires industrielles (ERI) .....	35
2.2 Types de pollution industrielle liquide .....	35
- Pollution physique .....	35
- Pollution chimique.....	35
- Pollution microbiologique.....	35
2.3 Origine de la pollution industrielle liquide dans une raffinerie .....	35
2.3.1 Eaux résiduaires des procédés de raffinage.....	35
A) Eaux de dessalage de brut .....	35
B) Condensats de procédés .....	36
C) Effluents particuliers de procédés.....	36
2.3.2 Effluents généraux de raffinerie.....	36
A) Effluents huileux (EH) .....	36
B) Effluents non-huileux (ENH).....	37
2.3.3 Effluents du transport .....	37
2.3.4 Soudes usées .....	37
<b>2.4 Impacts des eaux résiduaires industrielles sur l'environnement .....</b>	<b>38</b>
<b>3. Valeurs limites des paramètres de rejet d'effluents liquides industriels.....</b>	<b>38</b>
<b>3.1 Caractéristiques physiques .....</b>	<b>38</b>
A) Température.....	38
B) Matières en suspension .....	39
C) Turbidité .....	40
D) Débit.....	41
<b>3.2 Caractéristiques physico-chimiques .....</b>	<b>41</b>
A) Conductivité .....	41
B) Potentiel d'Hydrogène pH.....	41
<b>3.3 Caractéristiques chimiques.....</b>	<b>41</b>
A) Matières polluantes organiques .....	42
B) Demande biochimique en oxygène DBO <sub>5</sub> .....	42
C) Demande chimique en oxygène DCO.....	43
D) Hydrocarbures (HC).....	43
E) Phénol .....	44
F) Métaux lourds.....	44
G) Éléments fertilisants.....	45
<b>4. Épuration des eaux résiduaires.....</b>	<b>45</b>
4.1 Le prétraitement.....	45
4.1.1 Dégrillage .....	45
4.1.2 Dessablage.....	46
4.1.3 Déshuilage.....	46
4.1.4 Dégraissage.....	46
4.2 Traitement primaire.....	47

4.2.1 Décantation .....	47
4.2.2 Coagulation - Flocculation .....	47
4.2.3 Flottation .....	47
4.2.4 La filtration sur sable .....	47
4.2.5 Traitement secondaire (Biologique) .....	48
4.2.6 Traitement tertiaire et/ou avancé.....	48
<b>5. Règlement sur les ERI des raffineries de pétrole.....</b>	<b>49</b>

## **Chapitre II : Présentation de la raffinerie**

<b>1. Caractéristiques du site .....</b>	<b>51</b>
1.1 Données hydrographiques.....	51
1.2 Données climatologiques .....	51
A) Précipitations .....	51
B) Température .....	52
C) Vent .....	53
D) L'humidité.....	55
E) Pluit.....	55
F) Nébulosité.....	56
<b>2. Présentation de la Raffinerie d'Alger RA1G .....</b>	<b>57</b>
2.1 Historique .....	57
2.2 Situation géographique .....	57
2.3 Organigramme de l'entreprise de la raffinerie d'Alger.....	59
2.4 Description des installations .....	60
2.4.1 Unités de production .....	60
1) Unité de distillation atmosphérique (Topping) .....	61
2) Unité gas-plant (traitement et séparation) .....	61
<b>2.4.2 Les utilités .....</b>	<b>61</b>
1) Centrale thermoélectrique (Utilités).....	62
2) Zone de stockage .....	62
3) Installations portuaires .....	62
4) Laboratoire .....	63
2.4.3 Politique HSE (Hygiène, sécurité et environnement) de la raffinerie .....	63
<b>3. Procédé du raffinage .....</b>	<b>64</b>
<b>3.1 Distillation atmosphérique (Topping) (Unité 100) .....</b>	<b>64</b>
3.1.1 Préparation de la charge .....	64
3.1.2 Dessaleur .....	65
3.1.3 Le Four F501 .....	65
3.1.4 La colonne de distillation atmosphérique C101 .....	66
3.2 Traitement des gaz (Unité 300) .....	66
3.2.1 Section de déethanisation et de séparation de propane, butane.....	67
3.2.2 Section des tamis moléculaires .....	67
3.3 Craquage catalytique du fluide résiduel (Unité RFCC) .....	68
3.3.1 Section Réacteur-Régénérateur .....	68
3.3.2 Section de fractionnement .....	69
3.3.3 Section de concentration de gaz.....	69
3.3.4 Procédé Mérox, Mercaptan Oxydation.....	69
<b>3.3.5 Sulfures Block .....</b>	<b>70</b>
A) Traitement des FG aux Amines (UNITE 560) .....	70
B) Traitement d'eau acide (UNITE 570) .....	70

C) Régénération d'amine (UNITE 580) .....	70
D) Récupération d' Amine (UNITE 590) .....	71
<b>3.4 MS BLOCK</b>	
3.4.1 Hydrotraitement du Naphta total (Unité 500) .....	71
3.4.2 Isomérisation des Naphta léger (Unité 510) .....	71
3.4.3 Reformage du Naphta lourd (Unité 520) .....	72
<b>3.5. Les Utilités .....</b>	<b>72</b>
3.5.1. Utilités I .....	72
- Unité 701 .....	72
- Unité 710 .....	72
- Unité 711.....	72
- Unité 781 .....	72
- Unité 720 .....	72
- Unité 780 .....	72
- Unité 810 .....	72
- Unité 741 .....	72
- Unité 703 .....	72
- Unité 840.....	72
<b>3.5.2. Utilités II .....</b>	<b>73</b>
- Unité 751.....	73
- Unité 762 .....	73
- Unité 761.....	73
- Unité 791.....	73
<b>3.5.3 Station de Traitement des Effluents (Unité 850) .....</b>	<b>73</b>
<b>3.6 Service de stockage et d'expédition .....</b>	<b>73</b>
3.6.1 Unité d'expédition .....	73
3.6.2 Parc de stockage .....	74

### **Chapitre 3 : Station de Traitement des Effluents (ETP)**

<b>1. Station de Traitement des Effluents (ETP) (Unité 850) .....</b>	<b>76</b>
<b>2. Principaux effluents en provenance de la raffinerie .....</b>	<b>77</b>
2.1 Effluents potentiellement pollués par des hydrocarbures.....	77
2.2 Effluents continuellement pollués par des hydrocarbures.....	78
2.3 Effluents sans pollution d'hydrocarbure.....	79
<b>3. Description de procédé du traitement des effluents .....</b>	<b>79</b>
3.1 Traitement physique.....	80
3.2 Traitement chimique.....	80
3.3 Traitement biologique.....	81
3.4 Traitement des boues.....	83
3.5 Filtrage du sable.....	83
<b>3.6 Gestion des effluents traités.....</b>	<b>84</b>
3.6.1 Système de régulation et de surveillance.....	84
3.6.2 Bassin d'observation (optionnel).....	85
<b>4. Filtration par le Charbon Actif Granulé.....</b>	<b>86</b>
4.1 Adsorption.....	87
4.2 Principe de fonctionnement d'un filtre à charbon actif.....	88

4.3. Caractéristiques du Charbon Actif en Grain.....	88
<b>5. Procédure de filtration par le foin.....</b>	<b>89</b>
<b>6. Procédure de filtration par l’anthracite (Charbon Actif) .....</b>	<b>89</b>
6.1 Caractéristiques techniques (anthracite support : gros grains) .....	90
6.2 Caractéristiques chimiques de l’anthracite.....	91
6.3 Les étapes de filtration par l’anthracite.....	91
<b>7. Procédure de la filtration par le foin et l’anthracite (jumelage des deux) .....</b>	<b>92</b>

## Chapitre IV : Matériels et méthodes

<b>1. Prétraitement et conditionnement du matériel.....</b>	<b>94</b>
1.1 Conditionnement du matériel.....	94
1.1.1 Nettoyage de la verrerie.....	94
1.2 L’étiquetage.....	94
<b>2. Prélèvement et échantillonnage.....</b>	<b>95</b>
<b>3. Analyses et mode opératoire.....</b>	<b>95</b>
<b>3.1 Mesure du pH et de la température.....</b>	<b>95</b>
a. Principe et mode opératoire.....	95
b. Expression des résultats.....	95
<b>3.2 Mesure des matières en suspension.....</b>	<b>96</b>
<b>3.3 Demande chimique en oxygène (DCO).....</b>	<b>97</b>
a. Principe et mode opératoire.....	97
b. Expression des résultats.....	97
<b>3.4 Demande biochimique en oxygène (DBO<sub>5</sub>) .....</b>	<b>98</b>
a. Principe et mode opératoire.....	98
b. Expression des résultats.....	98
<b>3.5 Hydrocarbures (HC).....</b>	<b>99</b>
a. Principe et mode opératoire.....	99
b. Expression des résultats.....	99
<b>3.6 Phénol.....</b>	<b>100</b>
a. Principe et mode opératoire.....	101
b. Expression des résultats.....	101
<b>3.7 Plomb.....</b>	<b>102</b>
a. Principe et mode opératoire.....	102
b. Expression des résultats.....	102
<b>3.8 Chrome VI.....</b>	<b>103</b>
a. Principe et mode opératoire.....	103
b. Expression des résultats.....	103
<b>Conclusion.....</b>	<b>105</b>

## Chapitre V : Discussion des résultats

<b>Introduction.....</b>	<b>107</b>
<b>1. Evolution des paramètres physicochimiques.....</b>	<b>107</b>
1.1 Débit.....	108
1.2 Température.....	110

1.3 Potentiel d'hydrogène (pH).....	111
1.4 Matières en suspension (MES).....	113
1.5 Demande biochimique en oxygène DBO <sub>5</sub> .....	114
1.6 Demande chimique en oxygène (DCO).....	115
1.7 Hydrocarbures (HC).....	116
1.8 Phénol.....	117
1.9 L'Azote Total (N).....	119
1.10 Plomb (Pb).....	120
1.11 Chrome hexavalent (Cr <sup>6+</sup> ) .....	121
<b>Conclusion.....</b>	<b>122</b>
<b>Conclusion générale.....</b>	<b>123</b>
<b>Recommandations.....</b>	<b>128</b>
<b>Références bibliographiques.....</b>	<b>136</b>
<b>Annexe.....</b>	<b>141</b>

## Glossaire

**Absorption** : propriété que présentent les solides et les liquides de retenir certaines substances (gaz ou liquides) dans la totalité de leur volume.

**Adsorption** : est un phénomène de surface par lequel des molécules de gaz ou de liquides se fixent sur les surfaces solides des adsorbants. Les molécules ainsi adsorbées constituent l'adsorbat.

**Alkylation** : est une réaction chimique constituée du transfert d'un groupement alkyle d'une molécule organique à une autre. Elle conduit donc à l'augmentation du nombre d'atomes de carbone d'un composé organique.

**Anthracite** : charbon naturel de très faible teneur en matières volatiles (moins de 6 à 8 %), qui brûle avec une courte flamme bleue, sans fumée, et dégage beaucoup de chaleur. (Ses gisements sont assez rares, mais c'est un combustible idéal pour le chauffage domestique.). Il est utilisé comme matériau de filtration et absorption dans le traitement des eaux.

**Biodégradation** : est la décomposition/dégradation de matières organiques par des microorganismes (bactéries, champignons et algues).

**Bitume** : est un matériau présent naturellement dans l'environnement ou pouvant être fabriqué industriellement après distillation de certains pétroles bruts. Il est composé d'un mélange d'hydrocarbures, peut se trouver à l'état liquide ou solide, et a une couleur brunâtre à noirâtre.

**Catalyseur** : substance qui augmente la vitesse d'une réaction chimique sans paraître participer à cette réaction. C'est un élément qui provoque une réaction par sa seule présence ou par son intervention.

**Circuit de refroidissement** : circuit fermé dans le but d'évacuer des calories créées sous forme de chaleur. Le plus souvent, il s'agit de l'eau avec un additif permettant d'augmenter la température d'ébullition et la résistance au gel.

**Condensation** : le passage d'une vapeur à l'état solide ou liquide.

**Craquage thermique** : consiste à chauffer du fioul léger et du pétrole lourd sous pression dans de grands ballons, jusqu'à ce qu'ils se fragmentent en molécules plus petites possédant de meilleures propriétés antidétonantes.

**Déséquilibre écologique** : résultat de la baisse de la stabilité de l'écosystème naturel, ce qui provoque une régression écologique.

**Distillation des pétroles** : est un procédé de distillation qui consiste à séparer les unes des autres les fractions d'hydrocarbures contenues dans le pétrole brut. C'est la première étape du raffinage du pétrole, et les toutes premières raffineries de pétrole se résument à peu près à une colonne de distillation. On distingue deux types ; distillation atmosphérique et distillation sous vide.

**Echangeur de chaleur** : un dispositif permettant de transférer de l'énergie thermique d'un fluide vers un autre, sans les mélanger.

**Essence** : fraction issue de distillation de pétrole.

**Gisement** : lieu où un matériel géologique donné s'est accumulé et que l'on peut exploiter en totalité ou en partie comme le gisement pétrolier.

**GPL** : Le gaz de pétrole liquéfié, est un mélange d'hydrocarbures légers stocké à l'état liquide et issu du raffinage du pétrole.

**Huiles lubrifiantes** : huile dont on se sert pour la lubrification et la réfrigération ou pour amoindrir le frottement de deux éléments entre eux. Le mot latin « lubricus » à savoir glissant, est une huile onctueuse, généralement d'origine pétrolière, utilisée pour lubrifier le mouvement d'une machine, en refroidissant la surface métallique en contact.

**Hydrotraitement** : est un procédé utilisé en raffinage du pétrole et qui a pour but d'enlever le soufre contenu dans les fractions légères telles que le naphta léger, le naphta lourd et le naphta total.

**Indice d'octane** : mesure la résistance d'un carburant utilisé dans un moteur à l'allumage ou commandé à l'auto-allumage (allumage sans intervention de la bougie). Ce carburant est généralement l'essence.

**Kérosène** : il s'agit d'un mélange d'hydrocarbures intermédiaires, par leur propriété physique, ce mélange se situe entre l'essence et le gasoil, il est destiné à alimenter les moteurs d'avions.

**Méthanisation** : est une digestion anaérobie, ou fermentation méthanique, qui transforme la matière organique en compost, méthane et gaz carbonique par un écosystème microbien complexe fonctionnant en absence d'oxygène.

**Produit finis** : ce sont des produits prêts à la consommation.

**Produit semi fini** : ce sont des produits destinés au mélange avec d'autres produits pour avoir des produits finis.

**Purge d'eau** : opération qui consiste à extraire de l'eau chargées de sels ou de boues dans les chaudières à vapeur.

**Soufflage des bitumes** : oxydation partielle d'un *bitume* par injection d'air comprimé, qui en élève le point de ramollissement. Le procédé de soufflage consiste donc à le rendre plus dur.

**Pétroles non conventionnels** : est tout pétrole produit ou extrait en utilisant des techniques autres que la méthode traditionnelle de puits pétroliers, ou impliquant un coût et une technologie supplémentaires en raison de ses condition d'exploitation plus difficiles.

## Liste des abréviations

Symbole	Définition
Al	Aluminium
C	Carbone
CO <sub>2</sub>	Dioxyde de carbone
Cr <sub>6</sub> <sup>+</sup>	Chrome hexavalent
Cu	Cuivre
DBO	Demande biologique en oxygène
DCO	Demande chimique en oxygène
ECH	Echantillon
EH	Effluents huileux
ENH	Effluents non-huileux
ERI	Eaux résiduaires industrielles
ERU	Eaux résiduaires urbaines
Essence SR	Essence straight run
FAD	Flottation à l'air induit
FAI	Flottation à l'air dissous
Fe	Fer
GPL	Gaz du pétrole liquéfié
H	Hydrogène
HC	Hydrocarbures
HCN	Acide cyanhydrique
Hg	Mercure
H <sub>2</sub> O	Eau
H <sub>3</sub> O <sup>+</sup>	Hydronium
H <sub>2</sub> S	Sulfure
HSE	Hygiène, Sécurité et Environnement
K <sub>2</sub> Cr <sub>2</sub> O <sub>7</sub>	Bichromate de potassium
MEC	Méthyléthylcétone
MES	Matières en suspension
MEST	Matières en suspension totales
MMS	Matières minérales sèches
MVS	Matières volatiles sèches
N	Azote
Ni	Nickel
NH <sub>3</sub>	Ammoniac
NH <sub>4</sub> <sup>+</sup>	Ammonium
NMP	N-méthylpyrrolidine
Mn	Manganèse
NO <sub>2</sub> <sup>-</sup>	Nitrites
O	Oxygène
Pb	Plomb
pH	Potentiel d'hydrogène
Q	Débit
T (°C)	Température (degré Celsius)
Zn	Zinc
SONATRACH	Société Nationale du Transport et de Commercialisation des Hydrocarbures
RA1G	Raffinerie de Sidi Recine, Alger
ETP	Station De Traitement Des Effluents
TSS	Matière Solide Totale
SBW	Filtre à sable
<i>Sloop.</i>	Bac de Récupération des huiles écrémées

## Liste des tableaux

N° de tableau	Titre	Page
1	Type et qualités du pétrole	22
2	Valeurs limites des paramètres de rejet d'effluents liquides industriels de raffinage de pétrole.	49
3	Composition chimique de l'antracite.	90
4	Gamme d'estimation de la DBO <sub>5</sub> .	100

## Liste des figures

N° de figure	Titre	Page
1	Pétrole brut	21
2	Schéma représente la géologie du pétrole	24
3	Schéma d'un piège à pétrole anticlinal.	25
4	Carte des bassins sédimentaires de l'Algérie	29
5	les réserves et les pays producteurs du pétrole avec le cout moyen de production du baril	30
6	Principales étapes du procédé de raffinage du pétrole	33
7	Origines des eaux résiduaires industrielles dans une raffinerie.	37
8	Schéma descriptif des étapes de prétraitement.	47
9	Probabilité de précipitation quotidienne à Baraki	52
10	Température moyenne maximale et minimale à Baraki	53
11	Vitesse moyenne du vent à Baraki	54
12	Direction du vent à Baraki	54
13	Niveaux de confort selon l'humidité à Baraki	55
14	Pluviométrie mensuelle moyenne à Baraki	56
15	Catégories de couverture nuageuse à Baraki	57
16	Carte géographique de la raffinerie d'Alger	59
17	Vue aérienne générale de la raffinerie d'Alger (Sidi Rezine) RAIG et du port pétrolier avec les parties aériennes de la nappe de pipes (Google Earth, 2016).	60
18	Organigramme de l'entreprise de la raffinerie d'Alger	61
19	Schéma Simple du préchauffage du Pétrole brut	66
20	Parc de stockages	74

21	Schéma représente le procédé de raffinage	75
22	Vue Aérienne de l'ETP	77
23	Décanteur Circulaire Intégré (DCI) pour le Traitement physique.	80
24	L'unité de flottation par l'air dissout + coagulation /floculation (traitement chimique)	81
25	Bassin biologique (traitement biologique)	83
26	Centrifugeuse (récupération de la boue séchée)	84
27	Filtres à sable (Traitement tertiaire)	85
28	Point de prélèvement /Sortie Bassin d'observation 850-CC-019 (Sortie ETP)	86
29	Schéma globale de l'ETP qui représente tout le procédé du traitement.	87
30	Schéma d'un réacteur à Charbon Actif Granulé (SUEZ, 2018)	88
31	Récupération d'Un (1) litre d'eau en aval des dispositifs de Filtration.	89
32	L'antracite en grain	90
33	Structure de l'antracite vu sous le microscope avec lumière non polarisée puis polarisée (*100) (MARTIN, 2012).	91
34	Pesage et préparation de l'antracite utilisé pour le filtrage.	91
35	Filtrage de l'eau par l'antracite, et l'eau sortante après filtrage.	92
36	Point de prélèvement (Sortie ETP)	95
37	pH-mètre de type METRO HM 713.	96
38	Spectrophotomètre UV-VISIBLE.	96
39	DCO mètre de type HACH	98
40	DBO mètre de type OXITOP IS6.	100
41	Contrôleur oc 100/oc 110 pour la DBO5	100
42	Balance analytique numérique dtge type DEN/VER S-114	101
43	Analyse du phénol par la méthode 4-aminoantipyrine	102
44	Analyse du plomb.	104
45	Evolution des débits volumiques par la quantité du pétrole traité, des différents échantillons	108
46	Evolution des valeurs du débit des différents échantillons ; comparées à la norme de rejet.	108
47	Evolution de la température en aval du sable, foin, l'antracite et le jumelage des trois des différents échantillons.	109
48	Evolution de la température en aval du sable, foin, l'antracite et le jumelage des trois des différents échantillons. Comparés à la norme de rejet.	110
49	Variation du pH en aval du sable, foin, l'antracite et le jumelage des trois des différents échantillons.	111
50	Evolution du pH des eaux en aval du sable, foin, l'antracite et le jumelage des trois des différents échantillons. ; comparés à la norme de rejet.	111
51	Variation de MES en aval du sable, foin, l'antracite et le jumelage des trois des différents échantillons.	112

52	Variation de MES en aval du sable, foin, l'anthracite et le jumelage des trois des différents échantillons ; comparées à la norme de rejet.	113
53	Evolution de la DBO5 en aval du sable, foin, l'anthracite et le jumelage des trois des différents échantillons.	113
54	Evolution de la DBO5 des eaux en aval du sable, foin, l'anthracite et le jumelage des trois des différents échantillons ; comparées à la norme de rejet.	114
55	Evolution de la DCO en aval du sable, foin, l'anthracite et le jumelage des trois des différents échantillons.	115
56	Evolution de la DCO des eaux, en aval du sable, foin, l'anthracite et le jumelage des trois des différents échantillons ; comparées à la norme de rejet.	115
57	Evolution des teneurs en HC des ER en aval du sable, foin, l'anthracite et le jumelage des trois des différents échantillons	116
58	Evolution des teneurs en HC des ER en aval du sable, foin, l'anthracite et le jumelage des trois des différents échantillons, comparées à la norme de rejet.	116
59	Evolution des teneurs en phénols ; en aval du sable, foin, l'anthracite et le jumelage des trois des différents échantillons.	117
60	Evolution des teneurs en phénols des ER en aval du sable, foin, l'anthracite et le jumelage des trois des différents échantillons ; comparées à la norme de rejet.	118
61	Evolution des teneurs en Azote Total ; en aval du sable, foin, l'anthracite et le jumelage des trois des différents échantillons.	118
62	Evolution des teneurs en Azote Total des ER en aval du sable, foin, l'anthracite et le jumelage des trois des différents échantillons ; comparées à la norme de rejet.	119
63	Evolution des teneurs en plomb en aval du sable, foin, l'anthracite et le jumelage des trois des différents échantillons.	119
64	Evolution des teneurs en Pb en aval du sable, foin, l'anthracite et le jumelage des trois des différents échantillons ; comparées à la norme de rejet.	120
65	Evolution des teneurs en Cr 6+ en aval du sable, foin, l'anthracite et le jumelage des trois des différents échantillons.	121
66	Evolution des teneurs en Cr 6+ en aval du sable, foin, l'anthracite et le jumelage des trois des différents échantillons ; comparées à la norme de rejet.	121



# Introduction générale

Le pétrole est une ressource fossile précieuse, il est au cœur de nombreuses industries, et la clé de notre vie moderne. Le pétrole n'est pas utilisé dans son état brut, en effet, il doit subir un processus complexe de traitement appelé « raffinage ». Grâce à ça, une multitude de produits est dérivée du pétrole : les carburants, les lubrifiants, les produits chimiques...etc.

Le raffinage du pétrole est une étape technologique avancée qui implique la séparation, la purification et la transformation des composants bruts en produits finis. Aussi important soit-il, le raffinage du pétrole est caractérisé par son impact sur l'environnement.

Cette étude est réalisée dans le cadre d'un projet de fin d'étude pour l'obtention d'un Master en Géologie Appliquée, Option : Ressources minérales, Géomatériaux et Environnement à l'université Mouloud MAMMARI de Tizi-Ouzou.

L'objectif de l'étude est de faire un aperçu sur le procédé de raffinage du pétrole en Algérie ; identifier la nature et la quantité des polluants contenus dans les eaux résiduaires de la raffinerie ; voir les méthodes de filtrations de ces eaux puis comparer les résultats de la filtration avec la norme ; proposer des Géomatériaux pour la filtration et voir les résultats d'analyses.

Pour répondre aux objectifs de l'étude, un séjour a été réalisé au niveau de la raffinerie de Sidi R'cine, Baraki, d'Alger (RA1G). Dans la raison de faire une étude détaillée du procédé de raffinage, et voir de près l'unité de traitement des ER appelée station de traitement des effluents « effluent treatment plant » (ETP).

Dans ce contexte, le manuscrit préparé été organisé comme suit :

Un premier chapitre sur le pétrole : généralités, composition et utilisation du pétrole.

Le deuxième chapitre est dédié à la zone d'étude : présentation de la « RA1G », description du procédé de raffinage...etc.

Dans le troisième chapitre, on a vu en détails le principe de fonctionnement de l'ETP, méthode de filtration et principaux polluants engendrés de cette opération.

Le quatrième chapitre « Matériels et méthodes » été réservé à l'Analyse et le mode opératoire (prétraitement et conditionnement du matériel, échantillonnage, méthode d'analyse...etc.

Le dernier chapitre, est consacré aux résultats et discussion des analyses de chaque paramètre (température, pH, MES, DCO, DBO<sub>5</sub>, hydrocarbure, phénol, Pb et Cr<sup>6+</sup>).



# **Chapitre I**

## **Introduction**

Le pétrole, également appelé " Or noir ", est une ressource naturelle précieuse largement utilisée dans de nombreux secteurs économiques tels que l'énergie, les transports, la chimie, et bien d'autre. Son extraction, sa transformation et sa consommation ont des répercussions majeures sur l'économie mondiale et l'environnement, ce qui en fait un sujet d'importance capitale à l'échelle planétaire.

## **1. Généralités sur le pétrole**

### **1.1 Définition du pétrole**

Le pétrole est une huile minérale d'origine naturelle composée d'une multitude de composés organiques, essentiellement des hydrocarbures, piégée dans des formations géologiques particulières. Il permet, une fois raffiné, de produire divers carburants, comme l'essence ou les diesels, des gaz, butanes et propane et divers combustibles. Il est classé dans les ressources énergétiques fossiles.

Le pétrole, (en latin petroleum, du grec petra, « roche », et du latin oleum, « huile ») dit aussi naphte dans l'Antiquité, est, dans son gisement, fréquemment associé à des fractions légères qui se séparent spontanément du liquide à la pression atmosphérique, ainsi que diverses impuretés comme le dioxyde de carbone, le sulfure d'hydrogène, l'eau de formation et des traces métalliques.

Les unités couramment utilisées pour quantifier le volume de pétrole sont les Mbbl ou Gbbl pour les réserves mondiales, et les Mbbl/j pour la production ; « bbl » signifiant « blue barrel » et les préfixes « M » et « G » signifiant respectivement million et milliard (méga et giga). Un baril représente exactement 42 gallons (US), soit 158,98 litres. Cette unité, bien qu'universellement utilisée pour le pétrole, n'est pas légale, même aux États-Unis. Une tonne métrique (1 000 kg) représente 7,3 barils, soit 306,6 gallons, soit 1 161 litres. On utilise aussi fréquemment l'équivalence : 1 baril/jour = 50 tonnes/ an.



**Fig.1.1** Le Pétrole brut

## 1.2 Historique

L'histoire du pétrole commence avec ses premières utilisations anciennes pour le calfeutrage et l'éclairage, puis prend un tournant majeur au 19<sup>ème</sup> siècle avec la découverte et l'exploitation des premiers gisements commercialement viables. L'ère industrielle a vu émerger des géants comme standard oil, suivi de la nationalisation de nombreuses industries pétrolière dans les années 1960 et 1970. Les avancées technologiques modernes ont permis d'explorer et d'exploiter des gisements plus profonds et éloignés, mais ont également soulevé des préoccupations environnementales et de durabilité. Aujourd'hui, le secteur du pétrole est confronté à des défis majeurs liés à la transition énergétique vers des sources plus propres et durables, marquant un changement significatif dans son histoire.

## 1.3 Type et qualités du pétrole

Le pétrole se classe en différents types selon sa densité et sa viscosité, et sa qualité est également déterminée par sa composition en hydrocarbure, en soufre et en autres impuretés. Les variétés de pétrole brut léger sont souvent privilégiées pour leurs facilités de raffinage en produits comme l'essence, tandis que le pétrole lourd exige des processus plus complexes en raison de sa densité et de sa teneur en impureté plus élevée.

**Tableau.1.1** Type et qualités du pétrole

Type	Composition	Qualité
<b>Pétrole léger</b>	Il est caractérisé par une densité plus faible et une teneur élevée en hydrocarbures légers tels que les alcanes et les alcènes.	Il est généralement plus facile à extraire, à transporter et à raffiner, ce qui en fait un type de pétrole de haute qualité avec une gamme de produit finaux plus large, notamment l'essence et les carburants légers.
<b>Pétrole lourd</b>	Il est d'une densité plus élevée et contient des hydrocarbures plus lourds, tels que les résidus de carbone, les bitumes et les asphaltes.	Il est plus difficile à extraire, à transporter et à raffiner en raison de sa viscosité élevée et de sa teneur élevée en impuretés. Cependant, il peut également produire des produits utiles tels que le fioul lourd et les lubrifiants.
<b>Pétrole doux (sweet)</b>	Contient une faible teneur en soufre, ce qui le rend moins corrosif et plus facile à raffiner.	Il est considéré comme de haute qualité car il produit moins de polluants lors de la combustion, ce qui en fait une option plus respectueuse de l'environnement.
<b>Pétrole aigre (Sour)</b>	A une teneur plus élevée en soufre et en composés soufrés, ce qui le rend plus corrosif et plus polluant.	Il est moins désirable en raison de ses effets néfastes sur les équipements de raffinage et sur l'environnement
<b>Pétrole de schiste (shale oil)</b>	Il est extrait des couches de roches sédimentaires contenant du kérogène, un précurseur du pétrole.	Il est généralement plus léger que le pétrole conventionnel mais peut contenir des impuretés telles que le soufre.

## 1.4 Composition du pétrole

### 1.4.1 Hydrocarbures saturés

- **Alcanes (paraffines) :** Ce sont des hydrocarbures simples avec des liaisons simples entre les atomes de carbone. Exemple : méthane, éthane, propane, butane, etc.
- **Cycloalcane :** Ces hydrocarbures ont des structures en anneau. Exemple cyclohexane.

### 1.4.2 Hydrocarbures insaturés

- **Alcène (oléfines) :** Ils ont au moins une double liaison entre les atomes de carbone. Exemple : éthylène, propylène, butène, etc.
- **Alcynes :** Ils ont au moins une triple liaison entre les atomes de carbone. Exemple : acétylène.

### 1.4.3 Hydrocarbures aromatiques

- **Benzène et ses dérivés :** Ces composés ont une structure en anneau hexagonal avec des liaisons doubles alternées. Exemple : toluène, xylène, naphtalène, etc.

### 1.4.4 Composés soufrés

- **Thiols :** Composés contenant un groupe thiol (-SH)
- **Sulfure organique :** Composés contenant des liaisons soufre-carbone.

- **Thiophènes** : composés aromatiques avec un atome de soufre dans l'anneau benzénique.
- **Sulfure d'hydrogène (H<sub>2</sub>S)** : Gaz corrosif présent dans le pétrole brut.

#### 1.4.5 Composés azotés

- **Amine** : Contenant un groupe amine (-NH<sub>2</sub>).
- **Pyridine** : Composés azotés aromatiques.
- **Quinoléines** : Autre groupe de composés azotés aromatique.

#### 1.4.6 Oxygène

- **Alcools** : contenant un groupe hydroxyle (-OH).
- **Cétones** : contenant un groupe carbonyle (>C=O).
- **Aldéhydes** : Contenant un groupe aldéhyde (-CHO).
- **Acide carboxylique (-COOH)**.

#### 1.4.7 Métaux

- Métaux traces tels que le fer, le nickel, le vanadium, le cuivre, etc... généralement présente sous forme de complexe organométallique.

### 1.5 Géologie du pétrole

Le pétrole, tout comme le charbon, s'est formé par la décomposition de résidus d'organismes vivants qui se sont transformés en pétrole par des processus chimiques (pyrolyse) sur des millions d'années. Des scientifiques ont réussi à produire du pétrole à l'aide de certains types d'algues, sur des périodes bien plus courtes.

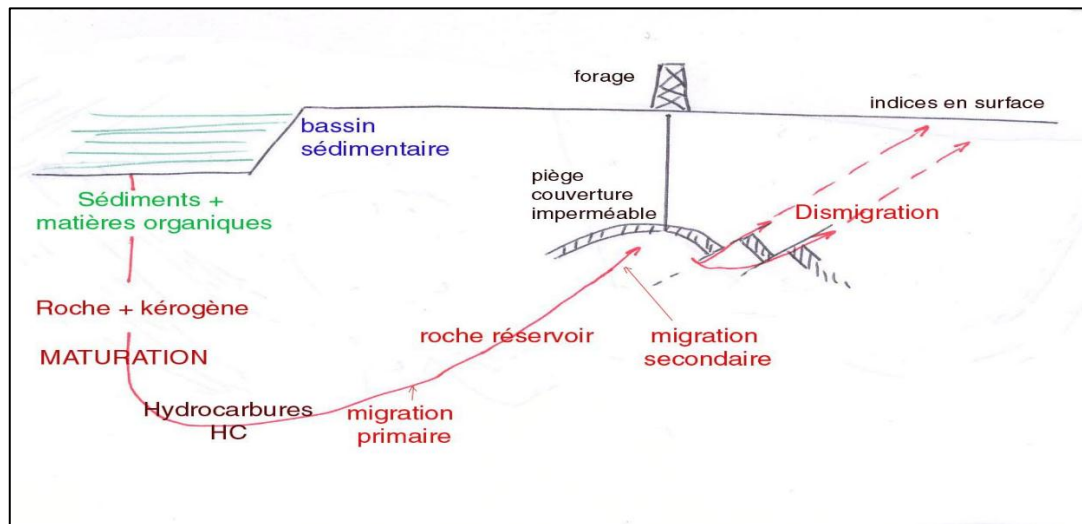
#### 1.5.1 Formation

Le pétrole est un produit de l'histoire géologique d'une région, particulièrement de la succession de trois conditions : l'accumulation de matière organique, (provenant de la décomposition d'organismes marins, principalement de plancton accumulé dans des bassins sédimentaires, au fond des océans, des lacs et des deltas) ; sa maturation en hydrocarbures ; son emprisonnement.

De grandes quantités de pétrole se sont ainsi formées il y a 20 à 350 millions d'années. Ensuite, comme un gisement de pétrole est entraîné dans la tectonique des plaques, l'histoire peut se poursuivre. Il peut être enfoui plus profondément et se pyrolyse à nouveau, donnant un gisement de gaz naturel. On parle alors de « gaz thermogénique secondaire », par opposition au « gaz thermogénique primaire » formé directement par pyrolyse du kérogène.

Le gisement peut également fuir, et le pétrole migrer à nouveau, vers la surface ou un autre piège.

Il faut ainsi un concours de circonstances favorables pour que naisse un gisement de pétrole (ou de gaz), ce qui explique d'une part que seule une infime partie de la matière organique formée au cours des ères géologiques ait été transformée en énergie fossile et, d'autre part, que ces précieuses ressources soient réparties de manière très disparate dans le monde.



**Fig.1.2** Schéma représente la géologie du pétrole (cours de géologie).

### 1.5.2 Accumulation de matière organique

En règle générale, la biosphère recycle la quasi-totalité des sous-produits et débris. Cependant, une petite minorité de la matière « morte » sédimente, c'est-à-dire qu'elle s'accumule par gravité et est enfouie au sein de la matière minérale, et dès lors coupée de la biosphère. Ce phénomène concerne des environnements particuliers, tels que les endroits confinés (milieux paraliques : lagunes, deltas...), surtout en milieu tropical et lors de périodes de réchauffement climatique intense (comme le silurien, le jurassique et le crétacé), où le volume de débris organiques excède la capacité de « recyclage » de l'écosystème local. C'est durant ces périodes que ces sédiments riches en matières organiques (surtout des lipides) s'accumulent.

### 1.5.3 Maturation de la matière organique

Au fur et à mesure que des couches de sédiments se déposent au-dessus de cette strate riche en matières organiques, la « roche-mère » ou « roche-source », croît en température et en pression. Dans ces conditions, avec certaines bactéries anaérobies, la matière organique se transforme en kérogène, un « extrait sec » disséminé dans la roche sous forme de petits

grumeaux. Si la température devient suffisante (le seuil est à au moins 50 °C, généralement plus selon la nature de la roche et du kérogène), et si le milieu est réducteur, le kérogène sera pyrolysé, extrêmement lentement.

Le kérogène produit du pétrole et/ou du « gaz naturel », qui sont des matières plus riches en hydrogène, selon sa composition et les conditions d'enfouissement. Si la pression devient suffisante, ces fluides s'échappent, ce qu'on appelle la migration primaire. En général, la roche source a plusieurs dizaines, voire centaines de millions d'années quand cette migration se produit. Le kérogène lui-même reste en place, appauvri en hydrogène.

#### 1.5.4 Piégeage des hydrocarbures

Quand les hydrocarbures plus légers que l'eau sont expulsés, ils s'échappent en règle générale jusqu'à la surface de la Terre, où ils sont oxydés, ou bio dégradés (ce dernier cas donne des sables bitumineux). Mais une infime quantité est toujours piégée dans la roche réservoir située dans une zone perméable (généralement du sable, des carbonates ou des dolomites), d'où il ne peut s'échapper à cause d'une roche de couverture qui forme une couche imperméable (composée d'argile, de schiste et d'évaporites). La « roche piège » forme ainsi une structure-piège.

Il existe plusieurs types de pièges. Les plus grands gisements sont en général logés dans des pièges anticlinaux. On trouve aussi des pièges sur faille ou mixtes anticlinal-faille, des pièges formés par la traversée des couches par un dôme salin, ou encore créés par un récif corallien fossilisé.

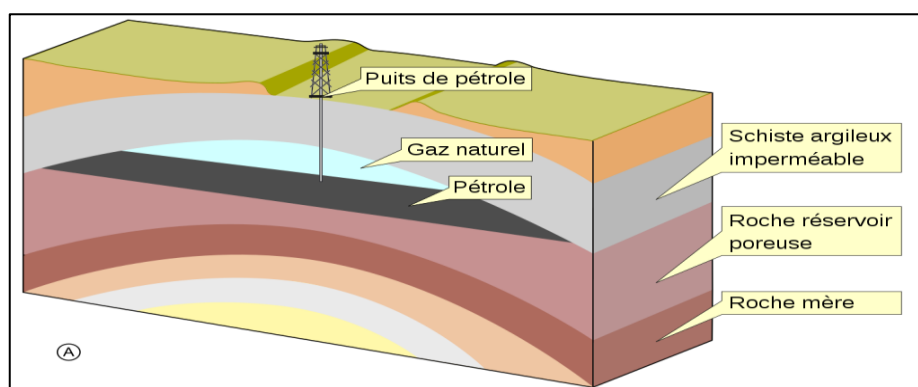


Fig.1.3 Schéma d'un piège à pétrole anticlinal (Wikipédia).

#### 1.6 Réserves pétrolières

En 2020, selon BGR (Agence fédérale allemande pour les sciences de la Terre et les matières premières), les réserves mondiales prouvées (réserves estimées récupérables avec une

certitude raisonnable dans les conditions techniques et économiques existantes) de pétrole atteignaient 245,2 Gt (milliards de tonnes). Elles représentaient 53,5 années de production au rythme de 2020. En 2010, BGR estimait ces réserves à 216,9 Gt ; elles ont donc augmenté de 13 % en dix ans. Elles représentent 55 années de production au rythme de 2019 (4,49 Gt).

Les **réserves pétrolières** désignent le volume de pétrole récupérable, à partir de champs de pétrole découverts, sur la base des contraintes économiques et techniques actuelles. Ce volume est estimé à partir de l'évaluation de la quantité de pétrole présente dans les champs déjà connus, affectée d'un coefficient minorant dépendant de la capacité des technologies existantes à extraire ce pétrole du sous-sol. Ce coefficient dépend de chaque champ, il peut varier de 10 à 50 %, avec une moyenne mondiale de l'ordre de 35 % en 2009. L'évolution des techniques tend à accroître ce coefficient (techniques de récupération assistée du pétrole).

Les **réserves** sont rangées dans différentes catégories, selon leur probabilité d'existence dans le sous-sol : réserves prouvées (probabilité de plus de 90 %), réserves probables (de 50 à 90 %) et réserves possibles (de 10 à 50 %). Les réserves probables et possibles sont regroupées dans la catégorie ressources.

On distingue également différentes sortes de réserves en fonction du type de pétrole : pétrole conventionnel ou **pétroles non conventionnels**. Les pétroles non conventionnels sont essentiellement constitués des huiles extra-lourdes, du sable bitumineux et des schistes bitumineux. La rentabilité des gisements de pétrole non conventionnels est incertaine, car la quantité d'énergie nécessaire à leur extraction est plus importante.

### 1.6.1 Principaux gisements d'hydrocarbures de l'Algérie

Les bassins les plus productifs d'hydrocarbures demeurent ceux de l'Oued Mya où se trouvent les gisements géants de Hassi Messaoud et de Hassi R'mel, et de Berkine où se trouvent les gisements d'Ourhoud et Hassi Berkine Sud.

Quant aux bassins du Sud-Ouest, ils constituent un pôle d'exploration gazière relativement important, ainsi que de développement tout aussi important avec la mise en production des gisements gaziers de la région d'In Salah, et de la région d'Adrar.

Plus de deux cents gisements sont aujourd'hui reconnus. Les réservoirs sont gréseux dans leur quasi-totalité et se trouvent essentiellement dans les niveaux du Cambro-Ordovicien, du Siluro-Dévonien, du Carbonifère et du Trias.

Les hydrocarbures produits sont très largement soutenus par des opérations de récupération assistée, tant par injection d'eau que par injection de gaz.

#### **A) Champ de Hassi Messaoud**

Le gisement d'huile légère de Hassi Messaoud a été découvert en 1956 par le forage MD1 qui a traversé les réservoirs de grès du Cambro-Ordovicien à 3 337 mètres de profondeur. Le gisement, de dimensions 40 x 40 km, est situé dans le Sahara algérien, à 800 km au sud d'Alger.

Le gisement de Hassi Messaoud présente une structure en dôme anticlinal, largement héritée de la phase orogénique hercynienne dont le paroxysme s'est produit à la fin du Paléozoïque.

#### **B) Champ de Hassi Berkine Sud**

Le champ de Hassi Berkine Sud (HBNS) a été découvert en janvier 1995 par l'association Sonatrach/Anadarko par le forage du puits HBNS-1b. Il a été mis en exploitation en 1998.

Le gisement est d'âge triasique. Il possède une structure anticlinale asymétrique au relief très peu prononcé.

#### **C) Champ d'Ourhoud**

Le champ d'Ourhoud se situe dans la partie centrale du bassin de Berkine, à 320 km au sud-est de Hassi Messaoud. Il s'étend sur trois blocs d'exploration, 404a, 405, 406a.

Le gisement a été découvert par le puits BKE-1 (Berkine Est-1) foré en juillet 1994 par l'association Sonatrach et Anadarko.

La structure d'Ourhoud correspond à un horst complexe limité vers l'est par une faille majeure régionale dont le rejet vertical varie entre 200 et 300 mètres.

#### **D) Champ de Haoud Berkaoui**

Le gisement de Haoud Berkaoui est situé à environ 100 km à l'ouest de Hassi

Messaoud. Il fait partie du Bloc 438c et constitue, avec les structures de Benkahla et Guellala, un pôle principal de la dépression de l'Oued Mya.

Il a été découvert en 1965 par le puits OK101 et produit dans les grès de la série argilo-gréseuse triasique inférieure.

#### **E) Champ d'Edjeleh**

Le champ d'Edjeleh est situé dans le Bloc 241, dans la partie sud-est du bassin d'Illizi, à environ 50 km au Sud Est d'In-Amenas. Localisé sur le haut-fond de Tihemboka, il s'étend sur une superficie d'environ 30 km<sup>2</sup>.

Le gisement a été découvert en 1956, puis mis en exploitation quelques années plus tard. La présence d'hydrocarbures dans ce gisement a été confirmée dans six niveaux réservoirs superposés et distincts.

#### **F) Champ de Hassi R'mel**

Le gisement de Hassi R'mel a été découvert en 1956 et mis en production en 1961. Il est situé dans le Sahara algérien, à 550 km au sud d'Alger. Il s'étend sur environ 3500 km<sup>2</sup>.

Le champ est un gisement de gaz à condensat avec un anneau d'huile sur le flanc Est.

La structure de Hassi R'mel est un anticlinal de forme elliptique dont l'axe principal est orienté NE-SO.

#### **G) Rhourde Nouss**

La région de Rhourde Nouss (RN) est située à 230 km au sud-est du champ de Hassi Messaoud. Le premier forage a été réalisé en 1961. Une série de réservoirs contenant du gaz à condensat a été rencontrée à partir de la cote 2 685 mètres.

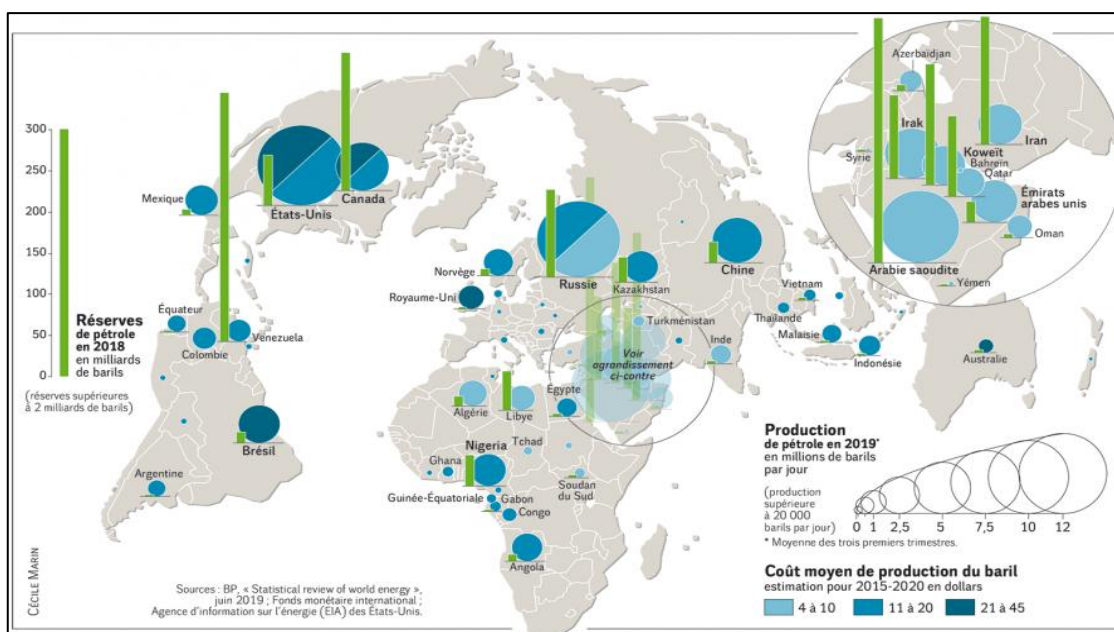
Cette région est caractérisée par la présence de treize accumulations comportant jusqu'à une dizaine de réservoirs.

#### **H) Gisement de Krechba (In Salah)**

Le gisement de Krechba est situé dans la partie nord de la région d'In Salah. Le gisement a été découvert en 1957 par le forage de KB1 qui a rencontré les réservoirs tournaisiens du Carbonifère et siegenien-gédinnien du Dévonien inférieur à une profondeur de 1 700 à 3 350 mètres. Les différents puits forés ont donné des débits de gaz dans les trois réservoirs.

Ce gisement constitue, avec ceux de Teg et Reg et, plus au sud, ceux de la région d'In Salah (Hassi Moumen, Garet el Befinat, Gour Mahmoud et la structure d'In Salah), un grand ensemble gazier exploité dans le cadre de l'association Sonatrach-BP-StatOil. Après traitement, le gaz produit est transporté jusqu'à Hassi R'mel situé à 450 km au nord de Krechba.





**Fig.1.5** les réserves et les pays producteurs du pétrole avec le coût moyen de production du baril (Le monde diplomatique).

La production (l'extraction) du pétrole, peut-être une opération complexe : pour maximiser la production finale, il faut gérer un réservoir composé de différents produits liquides aux propriétés physico-chimiques très différentes (densité, fluidité, température de combustion et **toxicité**, entre autres). Au cours de la vie d'un gisement, on ouvre de nouveaux puits pour accéder aux poches restées inexploitées. En règle générale, on injecte de l'eau et/ou du gaz dans le gisement, *via* des puits distincts de ceux qui extraient le pétrole. Une mauvaise stratégie d'exploitation (mauvais emplacement des puits, injection inadaptée, production trop rapide) peut diminuer de façon irréversible la quantité de pétrole extractible. Par exemple, l'interface entre la nappe de pétrole et celle d'un liquide chargé en **soufre** peut être brisée par simple brassage, polluant ainsi le pétrole.

Contrairement à une image répandue, un gisement de pétrole ne ressemble en rien à un lac souterrain. En effet, mélangé à de l'eau ainsi qu'à du gaz dissous, le pétrole occupe, en fait, les interstices microscopiques de la roche poreuse. Comparer un gisement à une éponge très rigide serait sûrement plus approprié.

L'industrie pétrolière est un pilier de l'économie mondiale : sur les douze plus grandes compagnies de la planète en 2014, sept sont des compagnies pétrolières. De plus, certaines compagnies nationales dépassent largement la taille de ces *majors* privées. En effet, il existe plusieurs sortes de compagnies pétrolières telles que : **ExxonMobil, Shell, BP, Total, ENI** et

**Chevron ; Sonatrach (Algérie), Petronas (Malaisie), Petrobras (Brésil), Equinor (Norvège) et PDVSA (Venezuela), Aramco (Arabie saoudite) ou Pemex (Mexique)**

## **1.8 Raffinage du pétrole**

Le raffinage du pétrole est un processus complexe qui vise à transformer le pétrole brut en divers produits pétroliers tels que l'essence, le diesel, le kérosène, le fioul, les lubrifiants et les produits chimiques.

### **1.8.1 Principales étapes du procédé de raffinage du pétrole**

#### **A) Fractionnement atmosphérique**

C'est la première étape du raffinage du pétrole, également connu sous le nom de distillation atmosphérique. Le pétrole brut est chauffé dans une colonne de distillation et séparé en fractions en fonction de leurs températures d'ébullition. Les fractions les plus légères, comme le gaz de pétrole liquéfié (GPL) et l'essence, sont extraites en haut de la colonne, tandis que les fractions plus lourdes telles que le fioul et les résidus sont récupérées en bas.

#### **B) Fractionnement sous vide**

Les fractions plus lourdes obtenues à partir de la distillation atmosphérique passent ensuite par une unité de fractionnement sous vide. Ce processus utilise le vide pour abaisser les températures d'ébullition et récupérer des produits comme le gazole léger, le gazole lourd et les résidus de vide.

#### **C) Conversion catalytique**

Certains produits obtenus du processus de distillation peuvent être soumis à des réactions de conversion catalytique pour améliorer leurs propriétés. Par exemple, la conversion catalytique permet de produire de l'essence à partir de fractions plus lourdes telles que le naphta et le gazole léger.

#### **D) Traitement des coupes intermédiaires**

Les différentes coupes obtenues à partir de la distillation des autres processus sont ensuite traitées pour éliminer les impuretés, ajuster les caractéristiques chimiques et physiques, et répondre aux spécifications des produits finaux.

#### **E) Hydrotraitement**

Le processus d'hydrotraitement implique l'utilisation d'hydrogène et de catalyseurs pour éliminer les impuretés telles que le soufre, l'azote et les métaux lourds des fractions

pétrolières. Cela permet de produire des carburants propres et respectueux de l'environnement.

#### **F) Dépolymérisation et craquage**

Certains produits obtenus peuvent subir des processus de dépolymérisation et de craquage pour casser les molécules plus grandes en molécules plus petites, notamment pour produire de l'essence et des gazoles légers à partir de coupes plus lourdes.

#### **G) Traitement complémentaire**

D'autres traitements complémentaires tels que l'hydrodésulfuration, l'isomérisation, l'alkylation, le reformage et la cokéfaction peuvent être utilisés pour produire une gamme diversifiée de produits pétroliers.

### **1.8.2 Produits finaux**

#### **• Carburant**

- **Essence** : Utilisée comme carburant pour les véhicules à essence.
- **Diesel** : Utilisé comme carburant pour les moteurs diesel dans les voitures, les camions et les équipements industriels.
- **Kérosène** : Utilisé comme carburant pour les avions à réaction et comme combustible pour les lampes à kérosène.

#### **• Combustible domestiques et industriels**

- **Fioul domestique** : Utilisé pour les chauffages domestiques et industriels.
- **Fioul lourd** : Utilisé dans les centrales électriques, les navires et les industries nécessitant un combustible à haute teneur en soufre.
- **Gaz de pétrole liquéfié (GPL)** : Utilisé pour le chauffage, la cuisson et comme carburant pour les véhicules à gaz.

#### **• Lubrifiants**

- **Huiles lubrifiantes** : Utilisées pour réduire la friction et l'usure dans les moteurs, les machines et les équipements industriels.
- **Graisse** : Utilisées pour la lubrification des pièces mécaniques, des engrenages et des roulements.

#### **• Produits chimiques et matériaux**

- **Plastique** : Fabriqués à partir de produits pétrochimiques comme le polyéthylène, le polypropylène, le PVC, etc.
- **Produits chimiques de base** : incluent des composés utilisés dans la fabrication de produits chimiques, de médicaments, de cosmétiques et d'autres produits.
- **Asphalte** : Utilisé dans la construction de routes et de revêtements.
- **Produits de spécialité**
  - **Solvants** : Utilisés dans les peintures, les vernis, les encres et les produits de nettoyage.
  - **Paraffine** : Utilisé dans la fabrication de bougies, de cosmétiques et d'autres produits.
  - **Naphta** : Utilisé comme matière première dans la fabrication de produits pétrochimiques et de carburant à haut indice d'octane.

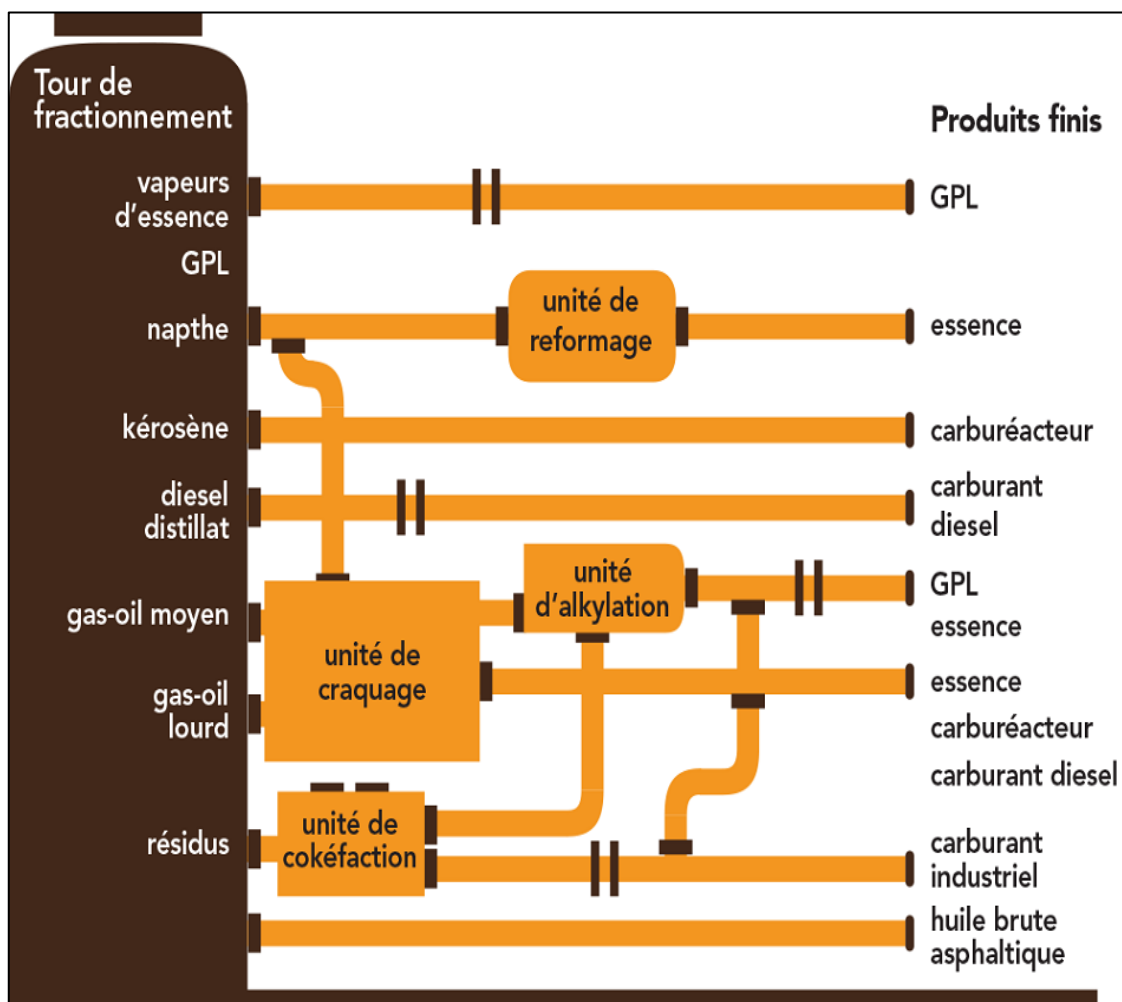


Fig.1.6 Principales étapes du procédé de raffinage du pétrole (Canada Energy Regulator).

## 1.9 Impacts environnementaux du raffinage

**A) Émissions de gaz à effet de serre (GES)**

Le processus de raffinage génère des émissions importantes de dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>), principaux gaz responsables de l'effet de serre et du réchauffement climatique. Les gaz comme le méthane (CH<sub>4</sub>) peuvent également être émis pendant le processus.

**B) Pollutions de l'air**

Les raffineries émettent des polluants atmosphériques tels que les oxydes de soufre (SOX), les oxydes d'azote (NOX), les particules fines, les composés organiques volatils (COV) et d'autres substances nocives. Ces polluants contribuent à la pollution de l'air et peuvent avoir des effets néfastes sur la santé humaine et l'environnement.

**C) Pollution de l'eau**

Les raffineries produisent des effluents contenant des substances chimiques toxiques telles que les hydrocarbures, les métaux lourds, les agents de traitement et les produits chimiques de nettoyage. Ces effluents peuvent contaminer les cours d'eau, les nappes phréatiques et les écosystèmes aquatiques.

**D) Déchets et déversements**

Le raffinage génère divers déchets solides, liquides et gazeux, tels que les boues d'hydrocarbures, les résidus de procédés chimiques, les eaux usées et les gaz de combustion. Les déversements accidentels de pétrole brut ou de produit chimiques peuvent également causer une pollution grave des sols, de l'eau et de l'air.

**E) Consommation de ressources naturelles**

Le raffinage nécessite une grande quantité d'énergie, principalement sous forme de combustibles fossiles. De plus, il utilise d'importantes quantités d'eau pour le refroidissement, le traitement et d'autres opérations, ce qui peut entraîner une pression sur les ressources en eau disponibles.

**F) Impacts sur les terres et la biodiversité**

L'expansion des installations de raffinage peut entraîner la déforestation, la conversion des terres naturelles et la perte d'habitats pour la faune et la flore locales. Cela peut avoir des conséquences néfastes sur la biodiversité et la santé des écosystèmes.

## 2. La pollution industrielle liquide

### 2.1 Définition des eaux résiduaires industrielles (ERI)

Les effluents industriels sont des rejets d'eaux qui ont été utilisées lors de la transformation de matières premières afin de fabriquer des produits industriels utiles.

Tous effluents ou rejets industriels obtenus lors de l'extraction et de la transformation des matières premières en produits industriels, ainsi que les eaux de rejets des services généraux des industries (sanitaire et cuisine) sont considérées également comme eaux résiduaires industrielles (MIZI, 2006).

### 2.3 Types de pollution industrielle liquide

Les effluents industriels liquides, entraînent par leur rejet dans le milieu, une pollution de l'eau, qui peut être définie comme une dégradation de celle-ci par une modification de ses propriétés physiques, chimiques et biologiques, et cela par les produits toxiques, les microorganismes et les autres matières indésirables qu'ils contiennent. Elle peut être classée en plusieurs types selon la nature de polluant et l'activité industrielle :

- **Pollution physique** (C'est une pollution qui englobe tous les phénomènes physiques qui ont un impact sur l'environnement. Elle peut être mécanique, thermique ou radioactive)
- **Pollution chimique** (Elle se manifeste essentiellement par les rejets industriels, qui présentent des dangers chimiques, toxiques et nocifs pour l'environnement. Elle peut être organique, inorganique)
- **Pollution microbiologique** (C'est une forme de pollution de l'eau engendrée par la présence en quantité excessive de microorganismes pathogènes tels que les virus, les parasites, ou les bactéries)

### 2.3 Origine de la pollution industrielle liquide dans une raffinerie

Pour traiter un problème de pollution des eaux destinées au rejet vers l'environnement ou pour un éventuel recyclage, il est nécessaire de savoir l'origine de cette pollution dans l'industrie concernée. Les sources principales de pollution dans une raffinerie sont :

#### 2.3.1 Eaux résiduaires des procédés de raffinage

##### A) Eaux de dessalage de brut

Ces eaux sont issues du procédé de dessalage, qui consiste à préchauffer le pétrole brut et à le mélanger avec de l'eau qui doit être de préférence totalement déminéralisée. Le dessaleur

permet de réduire la teneur en eau (0.1 à 0.2%) et en sels (moins de 1 à 10mg.l<sup>-1</sup>) du brut avant passage en distillation. La purge du circuit de dessalage représente **5 à 6 %** du volume du brut traité (**BERNE, 1991**).

### **B) Condensats de procédés**

Ils proviennent de la condensation des vapeurs qui ont été en contact avec les produits pétroliers, on trouve :

- les condensats de distillation atmosphérique ou sous vide ; ayant un degré de pollution très faible.
- les condensats acides (*Sour waters*) issus d'une part, du craquage thermique dont le soufre est converti en H<sub>2</sub>S et en mercaptans. D'autre part, d'hydrotraitement dont les composés azotés sont transformés en NH<sub>3</sub>. L'acidité de ces condensats est en raison de leurs fortes teneurs en HNH<sub>4</sub>S (NH<sub>4</sub><sup>+</sup>, HS<sup>-</sup>) et en phénols.
- les condensats de réchauffage de produits (Vapocraquage) ; ayant un degré de pollution plus faible, en notant la présence d'aldéhydes, d'acide acétique (pH 8 à 9) et de phénols.

### **C) Effluents particuliers de procédés**

Ces effluents contiennent :

- Les ERI issues de soufflage des bitumes par le procédé de distillation sous vide et la purge des ballons séparateurs de phase ; elles sont riches en hydrocarbures et en hydrogène sulfuré ;
- Les solvants provenant des unités de fabrication d'huiles lubrifiantes, parmi eux on trouve ; le **furfural** (ou la N-méthylpyrrolidine (NMP)) pour l'extraction des aromatiques et la **méthyléthylcétone** (MEC) ou la méthylisobutylcétone (MIBC) pour le déparaffinage ;
- les ERI d'alkylation catalytique, présentant des teneurs élevées en acide sulfurique et/ou fluorures.

## **2.3.2 Effluents généraux de raffinerie**

### **B) Effluents huileux (EH)**

Ils comprennent essentiellement :

- Les drainages des stockages de brut ou de produits raffinés, riche en hydrocarbures et en phénols.

- Les eaux pluviales tombées sur toutes les aires dallées de la raffinerie ou hors de ces aires, pouvant représenter des débits considérables et des pollutions accidentelles lors des orages.
- Les eaux de lavage des sols.
- les fuites d'échangeurs qui sont d'origine accidentelle.

### B) Effluents non-huileux (ENH)

Ces effluents génèrent une pollution dissoute organique faible, ils comprennent principalement : les eaux domestiques du site (douches, sanitaires, cantines...), de laboratoire, les eaux de purge des chaudières, les éluas de régénération des échangeurs d'ions (trop salines) et les eaux de lavage des filtres.

#### 2.3.3 Effluents du transport

On trouve essentiellement :

- **Eaux de déballastage des pétroliers** : ayant des débits instantanés très élevés. Après leur stockage, elles se caractérisent par une salinité élevée (eau de mer), une teneur en HC de 50 à 100 mg. L<sup>-1</sup> et en MES de 50 mg. L<sup>-1</sup> environ.
- **Eaux de nettoyage des Tankers** : se caractérisent par des émulsions d'HC très stables et concentrées et elles sont riches en détergent.

#### 2.3.4 Soudes usées

L'origine principale des soudes usées vient des procédés d'adoucissement des essences ou de lavages alcalins du GPL, kérosène... Leur nuisance est en raison de leur concentration en S<sub>2</sub><sup>-</sup> et en phénols.

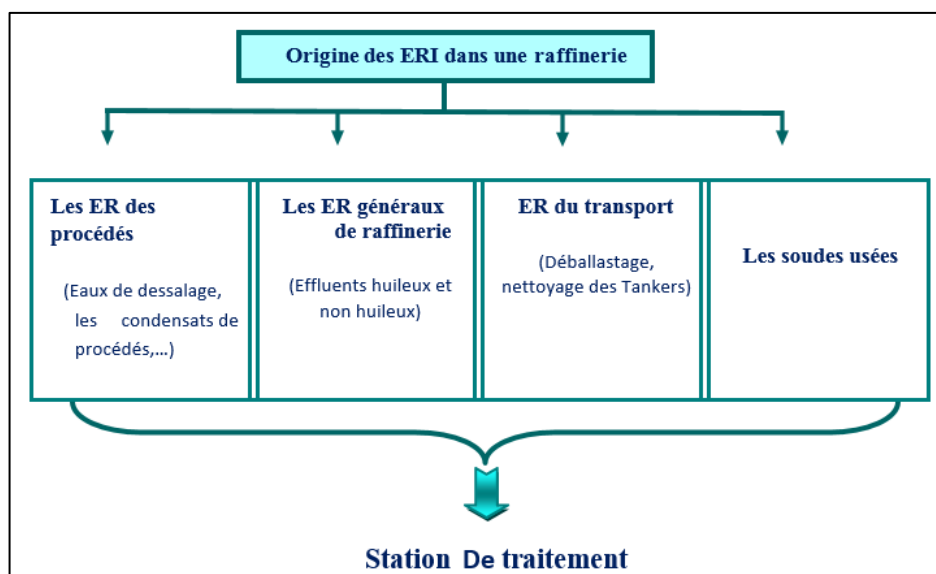


Fig.1.7 Origines des eaux résiduaires industrielles dans une raffinerie.

## 2.4 Impacts des eaux résiduaires industrielles sur l'environnement

Les impacts que provoque le rejet des effluents industriels liquides sur le milieu récepteur se manifestent par la pollution de l'eau, causée essentiellement par la toxicité des substances chimiques organiques ou inorganiques et autres substances polluantes.

Par conséquent, les effluents chimiques fortement toxiques rejoignent le milieu récepteur, polluant de ce fait les eaux douces et donc les eaux de mer et peuvent contribuer même à la contamination de la nappe phréatique en descendant dans le sol.

Cette pollution provoque une dégradation de l'environnement et une contamination de l'eau (milieu récepteur) qui entraîne donc une perturbation et un déséquilibre de l'écosystème, les dangers correspondent donc à des effets indésirables pour les êtres vivants.

Ses conséquences peuvent être :

- **Sanitaires** qui affectent la santé humaine par les maladies et les pathologies ;
- **Écologiques** par la perturbation de l'écosystème aquatique et provoque ainsi la mort des organismes par la réduction de l'oxygène dissous ;
- **Économiques** par une diminution des ressources en eau, car cette eau polluée devient impropre à l'utilisation pour l'agriculture et même l'industrie, mais aussi des impacts sur le tourisme.

## 3. Valeurs limites des paramètres de rejet d'effluents liquides industriels

Les caractéristiques des ERI représentent un certain nombre de paramètres physiques et chimiques, permettant de distinguer la gravité de la pollution, par évaluation des éléments susceptibles d'altérer la qualité des eaux, afin de traiter le problème de pollution des eaux destinées aux rejets vers l'environnement.

La pollution des eaux des réglementé par des décrets exécutifs telles que décret 06-141 et le décret 09-209 ces derniers définissant les valeurs limites des paramètres à ne pas dépasser.

**Décret 06-141 : il est applicable dans le cas ou nos rejets sont acheminés vers un milieu naturel tel que des fleuves, oued, ou bien la mer.**

**Décret 09-209 : il est applicable dans le cas ou nos rejets sont acheminés vers une station de traitement.**

### 3.1 Caractéristiques physiques

#### A) Température

La température de l'eau est un facteur écologique important, qui contrôle plusieurs processus, parmi eux :

- La solubilité des sels et surtout les gaz (en particulier l'oxygène).
- La détermination du pH.
- Le fonctionnement des systèmes d'épuration : elle peut influencer la multiplication des microorganismes affectant ainsi l'épuration biologique.
- Le métabolisme de croissance des organismes vivants dans l'eau, d'où son changement perturbe l'équilibre fragile et provoque :
  - le développement de certaines espèces avec une croissance accélérée pour les végétaux (algues), disparition d'autres espèces par son augmentation, et diminution de la quantité de l'oxygène dissous ;
  - le freinage des réactions chimiques vitales à l'écosystème par son abaissement.

La température est mesurée par thermosonde (ou par thermomètre) (GAUJOUS, 1995).

#### B) Matières en suspension

Les matières en suspension, sont les très fines particules minérales ou organiques non dissoutes, et en suspension dans l'eau, (sable, argile, produits organiques, particules de produits polluant, micro-organismes...) qui donnent un aspect trouble à l'eau.

On distingue selon la taille des particules :

- Les matières grossières ou décantables dont le diamètre est supérieur à 100µm ;
- Les matières en suspension et les matières colloïdales, de dimension inférieure (qui constitue la limite entre la phase solide et la phase dissoute).

Les matières en suspension comportent, les matières organiques **MVS** et des matières minérales **MMS**.

$$\text{MES} = 30\% \text{ MMS} + 70\% \text{ MVS (1)}$$

La totalité des particules solides véhiculées par les ERI, mesurée par peser après **filtration** ou **centrifugation** et **séchage** à **105°C**. La méthode par centrifugation est plus

particulièrement réservée au cas où les méthodes par filtration ne sont pas applicables par suite d'un risque élevé de colmatage des filtres. Les MES sont exprimées en **mg.L<sup>-1</sup>**.

La présence des matières en suspension dans l'eau à l'aval du rejet, empêche la pénétration de la lumière par l'effet de la turbidité de l'eau, ce qui freine l'activité photosynthétique et donc abaissement de la productivité du milieu, et entraîne une chute en oxygène dissous et par la suite un déséquilibre de l'écosystème et la chaîne alimentaire aquatique.

L'accumulation des dépôts de MES empêchent la vie de la flore et de la faune benthique normale et dégradent la qualité de l'eau sous-jacente par les produits des fermentations. Ainsi, Les MES ont un effet néfaste direct sur l'appareil respiratoire des poissons.

### C) Turbidité

La turbidité de l'eau (l'inverse de la transparence), est la réduction de la transparence de l'eau, donc elle représente l'opacité d'un milieu trouble.

Elle est due à la présence des particules en suspension, notamment **colloïdales** : argiles, limons, grains de silice, matières organiques, etc. L'appréciation de l'abondance de ces particules mesure son degré de turbidité. (**RODIER, 2009**) On la mesure soit :

- Par observation de la couleur d'eau, en mesurant la hauteur d'eau à travers laquelle on ne distingue plus un objet (disque de SECCHI, fil de platine) ; elle est alors exprimée en mètre.
- par méthode électronique (néphélométrie) par comparaison avec une gamme de solution de référence (silice, mastic, formazine) ; elle est alors exprimée en **mg.l<sup>-1</sup>** de silice, de mastic, ... ou en unité (NTU, Nephelometric Turbidity Unit, ou JTU Jackson ou FTU, Formazine-) (**GAUJOUS, 1995**).

Une forte turbidité peut permettre aux microorganismes de se fixer sur ces particules en suspension.

### D) Débit

En hydraulique le débit **Q (m<sup>3</sup>.s<sup>-1</sup>)** est défini comme étant un volume (**v**) de liquide qui s'écoule à travers une section donnée d'un canal **S (m<sup>2</sup>)** ou d'une conduite par une unité de temps (**t**), à partir de la vitesse moyenne **V (m.s<sup>-1</sup>)** perpendiculaire à cette section par la relation :

$$Q = \Delta V / \Delta t \quad \longrightarrow \quad Q = S * V \quad (2)$$

La mesure du débit est nécessaire pour : établir la charge polluante des ER et leur source industrielle, connaître les variations de débit et de charge par rapport au temps, dimensionner les équipements de transport et les ouvrages de traitement des ER ainsi savoir quantifier les eaux d'alimentation, gérer les différents problèmes des réseaux de collecte et de distribution de l'eau.

Dans le contexte environnemental, ces mesures sont ainsi nécessaires pour l'application des lois et des règlements.

### 3.2 Caractéristiques physico-chimiques

#### A) Conductivité

La conductivité électrique d'une eau est la conductance d'une colonne d'eau comprise entre deux électrodes métalliques de  $1 \text{ cm}^2$  de surface et séparées l'une de l'autre de  $1 \text{ cm}$

(**RODIER, 2009**). Elle mesure donc la capacité de l'eau à conduire le courant électrique, dû à la présence dans le milieu d'ions (sels minéraux) chargés électriquement, ce qui permet de donner des informations sur la salinité des eaux.

Elle est également en fonction de la température de l'eau, et proportionnelle à la minéralisation.

La conductivité est exprimée en siemens par mètre ( $\text{S.m}^{-1}$ ).

La concentration des sels présente dans les eaux exerce une pression osmique sur la faune et la flore aquatique. La minéralisation ne doit pas subir donc des variations importantes afin de maintenir un équilibre écologique.

#### B) Potentiel d'Hydrogène pH

Le pH caractérise l'acidité d'un milieu aqueux. En provoquant la dissociation de l'eau, on obtient selon la loi d'action de masse, des ions hydronium  $\text{H}_3\text{O}^+$ , et des ions hydroxydes  $\text{OH}^-$ . Lorsque les premiers prédominent sur les seconds dans un milieu aqueux, ils confèrent à ce milieu un caractère **acide** (pH de 0 à 7). En sens inverse, lorsque les seconds sont en supériorité, le milieu a un caractère basique ou **alcalin** (pH de 7 à 14) et la neutralité est attribuée pour une valeur égale à 7.

Il mesure donc la concentration des ions  $\text{H}^+$  dans l'eau, et traduit par la suite, l'acidité ou la basicité du milieu.

Sa mesure doit s'effectuer sur place de préférence par la méthode **potentiométrique**. La mesure électrique, quoique délicate, peut seule donner une valeur exacte, car elle est indépendante du potentiel d'oxydoréduction, de la couleur du milieu, ou de la turbidité et des matières colloïdales (**RODIER & al. 1996**).

Le pH est important pour le développement des organismes aquatiques :

- Généralement les eaux basiques, favorisent un développement normal de la vie aquatique, avec une flore riche, variée et plus diversifiée.
- Les eaux acides, limitent le développement de la vie aquatique, et particulièrement la flore. La valeur optimale des pH constituant les limites dans lesquelles un développement quasi-normal de la flore et de la faune aquatique, est comprise entre **6 et 9**.

### 3.3 Caractéristiques chimiques

#### A) Matières polluantes organiques

On mesure les polluants organiques par la quantité d'oxygène qu'ils demandent pour être totalement oxydés, soit par voie biologique et c'est la demande biochimique en oxygène ou la DBO qui représente la quantité de matières biodégradables, soit par voie chimique et c'est la demande chimique en oxygène ou la DCO qui représente la totalité des matières organiques (**GROSCLAUDE, 1999**).

#### B) Demande biochimique en oxygène DBO<sub>5</sub>

La DBO<sub>5</sub> est la concentration, en masse d'oxygène dissous, consommée pour l'oxydation par voie biochimique des matières organiques contenues dans l'échantillon, dans les conditions de l'essai (**RODIER, 2009**).

Elle représente donc la quantité d'oxygène consommée par les microorganismes pour dégrader la matière organique biodégradable contenue dans un échantillon préalablement ensemencé, dans des conditions précises : une température de **20°C**, pendant **5 jours**, et à l'abri de la lumière et de l'air, (s'exprime en **mg d'O<sub>2</sub> / litre**).

L'épuration biologique aérobie complète d'une eau exigerait en fait un temps de **21 jours (DBO<sub>21</sub>**, dite ultime) ou de **28 jours (DBO<sub>28</sub>)**. La durée de **21 jours** est nécessaire pour l'oxydation des composés azotés biodégradables (protéines et sels ammoniacaux). La durée de 28 jours, sinon 35, est quelquefois considérée ; elle représente le temps de dégradation de certaines familles d'hydrocarbures (**BERNE, 1991**).

Seule la  $DBO_5$  soluble a un réel intérêt, car elle permet le dimensionnement du traitement biologique (**WAUQUIER, 1994**).

Cette consommation de l'oxygène présent dans l'eau, rend le milieu aquatique non vivable, en empêchant le développement des organismes aquatiques, et stimule la croissance des espèces anaérobiques, ce qui provoque un déséquilibre de la chaîne alimentaire et de l'écosystème aquatique.

### C) Demande chimique en oxygène DCO

La demande chimique en oxygène (DCO) est la quantité d'oxygène consommée par les matières existant dans l'eau et oxydables dans des conditions opératoires définies (**RODIER, 2009**).

C'est donc la quantité d'oxygène nécessaire pour l'oxydation chimique des matières organiques (**biodégradables ou non**) présentes dans l'eau réalisée par un oxydant (**bichromate de potassium ( $K_2Cr_2O_7$ )**), à chaud ( **$105^\circ C$** ) sous reflux, en **deux heures**. Elle est exprimée en **mg d' $O_2.l^{-1}$** .

Sa mesure permet une estimation plus ou moins complète des matières oxydables présentes dans l'eau. Cette oxydation provoque une asphyxie du milieu par la consommation de l'oxygène pour l'oxydation et donc un déséquilibre de l'écosystème.

### Rapport de biodégradabilité

Le rapport **DCO/ DBO**, donne une estimation de la biodégradabilité de la matière organique présente dans l'effluent.

La valeur du rapport DCO/DBO indique le coefficient de biodégradabilité d'un effluent, il permet aussi de définir son origine.

Ce rapport permet le choix de la filière de traitement à adopter, si l'effluent est biodégradable on applique un traitement biologique sinon un traitement physicochimique, il détermine donc la possibilité de dégradation par les microorganismes :

- $DCO / DBO_5 = 1$  bonne biodégradabilité.
- $DCO / DBO_5 = 1,5 \text{ à } 2$  biodégradabilité moyenne.
- $DCO / DBO_5 = 3 \text{ à } 4$  biodégradabilité faible

Dans les eaux résiduaires, ce rapport est de l'ordre de **2 à 2.6**.

La valeur élevée de ce rapport traduit la présence dans l'eau d'éléments inhibiteurs de la croissance bactérienne, tels que, les éléments métalliques, les solvants, les phénols, les hydrocarbures...etc.

#### **D) Hydrocarbures (HC)**

Les hydrocarbures ( $C_xH_y$ ) sont des composés chimiques formés uniquement de carbone et d'hydrogène (d'où leur nom). Ils sont essentiellement utilisés comme carburants, comme combustibles et comme bases pour la fabrication des huiles lubrifiantes. Ils constituent aussi la matière première des synthèses pétrochimiques (**LEFEBVRE, 1978**).

Les HC proviennent essentiellement du pétrole brut, comme source principale des effluents industriels.

La présence de ces composés dans l'effluent rejeté, représente l'une des plus importantes pollutions dans le milieu aquatique, par la toxicité qu'ils provoquent, en empêchant le développement voire la mort de nombreuses espèces aquatiques par des asphyxies de la faune et de la flore.

#### **E) Phénol**

Le phénol est un composé organique de formule  $C_6H_5-OH$ , renfermant un ou plusieurs groupements hydroxyles liés à un noyau aromatique.

Les composés phénoliques comprennent le phénol et ses dérivés substitués tels que le **chlorophénol**, le **nitrophénol**, le **crésol**, les **diméthylphénol** ou **xylol** (**MESSROUK, 2011**). Le phénol susceptible de se rencontrer dans les eaux est généralement d'origine industrielle (chlorophénol, nitrophénol, alkylphénol...) (**RODIER, 2009**).

Ce sont des composés toxiques et pénètrent aisément dans l'organisme des animaux par voie cutanée.

Le phénol perturbe la perméabilité passive des végétaux et entraîne une inhibition de leur croissance. Il est plus lourd que l'eau et tend à se déposer. Il se dissout lentement et même dilué, continue à former des composés toxiques.

#### **F) Métaux lourds**

Les métaux lourds sont les éléments les plus nocifs dans les eaux résiduaires. Leur origine est avant tout industrielle mais aussi diffuse (corrosion des tuyauteries). Les métaux les plus

fréquemment retrouvés dans les eaux résiduaires sont le fer, l'aluminium, le cuivre, le zinc, le cadmium, le chrome, le plomb, le mercure et le nickel (**RODIER, 2009**).

Quelques métaux lourds, comme le Zn, Cu, Mn, et Fe, sont indispensables à la croissance et au bien-être des organismes vivants, y compris de l'homme. On peut néanmoins s'attendre à ce qu'ils aient des effets toxiques quand les organismes sont exposés à des niveaux de concentration supérieurs à ceux qu'ils requièrent normalement. D'autres éléments, comme Pb, Hg et Cd, ne sont pas indispensables aux activités métaboliques et manifestent des propriétés toxiques.

### **G) Eléments fertilisants**

Les eaux industrielles apportent des fertilisants majeurs qui sont l'azote et le phosphore. Leurs présences dans les eaux de rejet, contribue à l'eutrophisation des cours d'eau qui provoque un déséquilibre du milieu aquatique, et cela par une prolifération d'algues et une diminution de l'oxygène dissous.

**Azote** : l'azote présent dans l'eau peut avoir un caractère organique ou minéral (**Rodier, 2009**). Il est présent dans l'eau sous différentes formes : l'azote organique, azote ammoniacal, les nitrites ( $\text{NO}_2^-$ ) et les nitrates ( $\text{NO}_3^-$ ).

**Le phosphore** : les différentes formes de phosphore susceptibles de se trouver dans l'eau sont, les ions orthophosphates ( $\text{PO}_4^{3-}$ ) et les ions phosphates condensés avec des molécules organiques.

## **4. Épuration des eaux résiduaires**

L'objectif principal de la procédure de traitement consiste en la production d'effluents traités présentant un niveau approprié et acceptable du point de vue du risque pour la santé humaine et l'environnement. À cet égard, le traitement des eaux résiduaires le plus adapté est celui qui fournit, de manière certaine, des effluents de qualité chimique et microbiologique requise pour un usage spécifique, à un coût abordable et avec des besoins d'opération et d'entretien minimaux. Les stations d'épuration des eaux résiduaires, quelle que soit la méthode de traitement, permettent de réduire la charge organique et les solides en suspension, ainsi que d'éliminer les constituants chimiques des eaux usées pouvant être toxiques pour les récoltes, ainsi que les constituants biologiques (microbes pathogènes) ayant des implications pour la santé publique en général. Les différents niveaux de traitement conventionnels sont :

## 4.1 Le prétraitement

L'objectif du prétraitement consiste à séparer les matières les plus grossières ainsi que les éléments susceptibles de gêner les étapes ultérieures du traitement. Cette étape comprend différentes techniques telles que le dégrillage, permettant la rétention des déchets volumineux, le dessablage, afin d'obtenir une meilleure décantation, ainsi que le dégraissage et le déshuilage, qui visent à prévenir l'accumulation de corps gras et à éviter la saturation de la station. .

### 4.1.1 Dégrillage

À leur arrivée à la station d'épuration, les effluents bruts font l'objet d'une étape de dégrillage permettant de retenir les matières volumineuses grâce à l'utilisation d'une grille. Cette opération est systématiquement réalisée dans le but de protéger les pompes et de ne pas entraver le bon fonctionnement des étapes de traitement ultérieures. .

### 4.1.2 Dessablage

L'élimination des particules de sable présentes dans les effluents bruts est une étape indispensable visant à :

- Prévenir l'accumulation de ces particules dans les canalisations, qui pourrait entraîner leur obstruction.
- Protéger les pompes et autres organes mécaniques de l'abrasion.
- Éviter toute perturbation des étapes de traitement ultérieures, en particulier du réacteur biologique.
- Réduire la production de boues.

Cette opération de dessablage cible les particules minérales présentant une granulométrie supérieure à 100.

### 4.1.3 Déshuilage

L'opération de déshuilage concerne principalement deux types d'effluents industriels :

- Des effluents régulièrement chargés en huiles provenant d'usines de raffinage de pétrole, d'industries mécaniques, d'huileries alimentaires, etc.
- Des effluents présentant un faible taux d'huile, mais avec des débits de pointe exceptionnellement élevés, tels que ceux observés dans les centrales thermiques, les usines de production de noir de carbone, les eaux de pluie des raffineries, etc.

#### 4.1.4 Dégraissage

Le dégraissage peut être réalisé soit dans une chambre où les eaux sont calmées dans un bac à cloisons siphonide, soit dans un décanteur primaire circulaire équipé d'un système d'insufflation d'air favorisant la remontée des particules de graisse et leur agglomération en surface.

Toutefois, le décanteur primaire se révèle peu adapté à la récupération des matières grasses flottantes lorsque leur volume devient important, ce qui entraîne des difficultés d'exploitation.

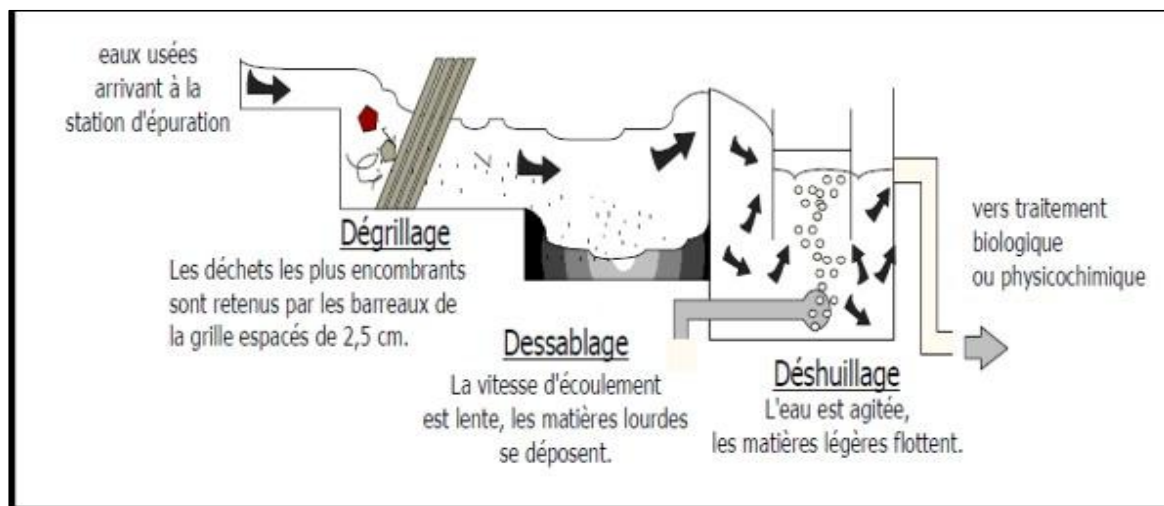


Fig.1.8 Schéma descriptif des étapes de prétraitement (ResearchGate).

## 4.2 Traitement primaire

### 4.2.1 Décantation

La décantation est une technique très répandue de séparation des particules, des matières en suspensions décanables présentant une granulométrie supérieure à 50 $\mu$ m et des colloïdes rassemblés en floc, sous l'influence des forces de gravité. La vitesse de décantation est en fonction de la vitesse de chute des particules, qui elle-même est en fonction de divers autres paramètres parmi lesquels : grosseur et densité des particules.

### 4.2.2 Coagulation - Flocculation

L'opération de coagulation-flocculation vise à favoriser la croissance des particules, principalement colloïdales, en les déstabilisant et en formant des floccs par absorption et agrégation. Les floccs ainsi obtenus sont ensuite décantés et filtrés.

### 4.2.3 Flottation

Il s'agit d'un procédé de séparation liquide-solide qui repose sur la formation d'un ensemble appelé attelage. Cet ensemble est composé des particules à éliminer et il est plus léger que l'eau.

### 4.2.4 La filtration sur sable

La filtration est un procédé qui vise à clarifier un liquide contenant des matières en suspension en le faisant passer à travers un milieu poreux composé d'un matériau granulaire.

### 4.2.5 Traitement secondaire (Biologique)

Les résidus industriels sont souvent épurés en utilisant les techniques d'épuration biologique, qui reposent sur la croissance des flores bactériennes capables de dégrader les matières organiques polluantes en les utilisant comme source de nourriture.

La biodégradabilité des rejets industriels est un facteur déterminant pour l'efficacité de ce processus d'épuration biologique.

Les procédés aérobies (*où l'air ou de l'oxygène est présent*) sont les plus couramment utilisés car ils offrent une cinétique plus rapide et des rendements d'épuration plus élevés que les traitements biologiques anaérobies.

**Mat. Organique + micro-organisme + O<sub>2</sub> + N + P -> micro- organisme + CO<sub>2</sub> + H<sub>2</sub>O + résidu soluble non biodégradable (3)**

### 4.2.6 Traitement tertiaire et/ou avancé

Par analogie avec l'épuration des eaux usées domestiques, appelée épuration des eaux résiduaires urbaines (ERU), qui suit leur épuration biologique dite secondaire et dont l'un des objectifs est l'amélioration de l'élimination du phosphore, cette étape est également appelée épuration tertiaire.

Dans les secteurs du raffinage et de la pétrochimie, l'épuration tertiaire, de plus en plus courante, peut avoir pour but soit de se conformer à des normes de rejet plus strictes en matière de matières en suspension (MES), de demande chimique en oxygène (DCO) et de carbone organique total (COT), soit de recycler l'eau.

L'épuration tertiaire peut prendre différentes formes, notamment l'amélioration de la clarification et de la phosphatation, l'amélioration du déphénolage (à l'aide d'un filtre biologique) et la réduction des aromatiques et de la DCO (à l'aide de charbon actif en grains).

## 5. Règlement sur les ERI des raffineries de pétrole

Les rejets liquides de la raffinerie d'Alger sont acheminés vers un milieu naturel (Oued ADDA) alors Le décret exécutif n°06-141 définissant les règlements sur les effluents liquides de la raffinerie d'Alger, visant à limiter les charges des contaminants les plus susceptibles de se retrouver dans les rejets finaux de la raffinerie (voir tableau N° 1).

Les normes relatives aux valeurs maximales permises sont exprimées en gramme par tonne de pétrole brut, sur la base de la capacité quotidienne de raffinage déclarée par l'entreprise. Par conséquent, l'allocation de rejets fluctue proportionnellement à la quantité de pétrole traité par la raffinerie.

Ainsi ce décret réglemente les valeurs limites des rejets en prenant en considération l'ancienneté des installations pétrolières en attendant la mise à niveau de ces installations dans un délai de sept (7) ans (conformément aux dispositions législatives en vigueur, et notamment celles de la loi n°05-07 du 19 Rabie El Aouel 1426 correspondant au 28 avril 2005).

**Tableau.1.2** Valeurs limites des paramètres de rejet d'effluents liquides industriels du raffinage de pétrole (Journal Officiel de la République Algérienne, 2006 annexe I)

Paramètres	Unité	Valeurs limites	Tolérance aux valeurs limites Anciennes installations
<b>Débit d'eau</b>	m <sup>3</sup> /t	1	1.2
<b>Température</b>	°C	30	35
<b>pH</b>	-	5.5 – 8.5	5.5 – 8.5
<b>DBO<sub>5</sub></b>	g/t	25	30
<b>DCO</b>	g/t	100	120
<b>MES</b>	g/t	25	30
<b>Azote total</b>	g/t	20	25
<b>Huiles et graisses</b>	mg/l	15	20
<b>Phénol</b>	g/t	0.25	0.5
<b>Hydrocarbures</b>	g/t	5	10
<b>Plomb</b>	mg/l	0.5	1
<b>Chrome 3+</b>	mg/l	0.05	0.3
<b>Chrome 6+</b>	mg/l	0.1	0.5



## **Chapitre II**

## 2. Caractéristiques du site

### 1.1 Données hydrographiques

Le réseau hydrographique à proximité de la raffinerie est représenté essentiellement par l'Oued El Harrach à environ 2 km au Nord-Ouest de la raffinerie et par une petite rivière à moins d'un 1 km à l'Ouest des limites de propriété de la raffinerie.

### 1.2 Données climatologiques

La région se caractérise par un climat méditerranéen typique, connu pour ses hivers doux et humides et ses étés chauds et secs.

À Baraki, les étés sont très chauds, lourds, secs et dégagés dans l'ensemble et les hivers sont longs, frisquet, venteux et partiellement nuageux. Au cours de l'année, la température varie généralement de 6 °C à 32 °C et est rarement inférieure à 2 °C ou supérieure à 36 °C.

#### A) Précipitations

Un jour de précipitation est un jour au cours duquel on observe une accumulation d'eau ou mesurée en eau d'au moins 1 millimètre. La probabilité de jours de précipitation à Baraki varie au cours de l'année.

La saison connaissant le plus de précipitation dure 7,9 mois, du 21 septembre au 17 mai, avec une probabilité de précipitation quotidienne supérieure à 15 %. Le mois ayant le plus grand nombre de jours de précipitation à Baraki est novembre, avec une moyenne de 7,8 jours ayant au moins 1 millimètre de précipitation.

La saison la plus sèche dure 4,1 mois, du 17 mai au 21 septembre. Le mois ayant le moins de jours de précipitation à Baraki est juillet, avec une moyenne de 0,8 jour ayant au moins 1 millimètre de précipitation.

Pour les jours de précipitation, nous distinguons les jours avec pluie seulement, neige seulement ou un mélange des deux. Le mois avec le plus grand nombre de jours de *pluie* seulement à Baraki est novembre, avec une moyenne de 7,8 jours. En fonction de ce classement, la forme de précipitation la plus courante au cours de l'année est de la pluie seulement, avec une probabilité culminant à 29 % le 18 novembre.

## PRESENTATION DE LA RAFFINERIE



**Fig.2.1** Probabilité de précipitation quotidienne à Baraki (Weather Spark).

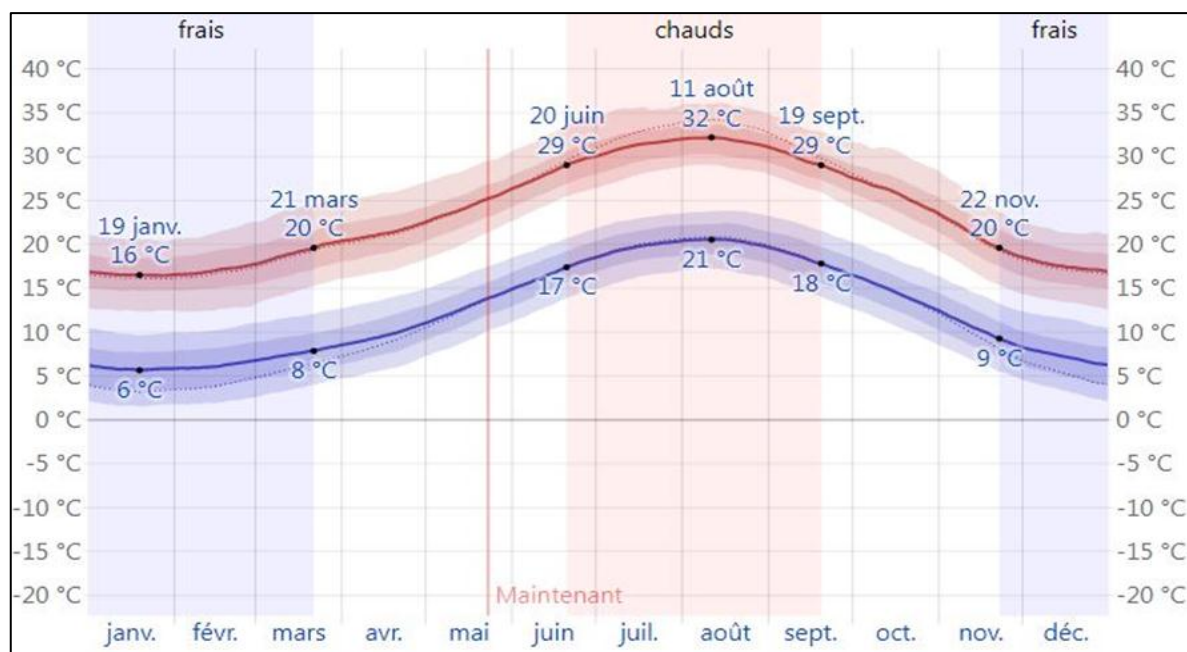
Le pourcentage de jours durant lesquels divers types de précipitation sont observés, excepté les quantités traces : pluie seulement, neige seulement et mélange (de la pluie et de la neige sont tombées au cours de la même journée).

### **B) Température**

La saison très chaude dure 3,0 mois, du 20 juin au 19 septembre, avec une température quotidienne moyenne maximale supérieure à 29 °C. Le mois le plus chaud de l'année à Baraki est août, avec une température moyenne maximale de 32 °C et minimale de 20 °C.

La saison fraîche dure 4,0 mois, du 22 novembre au 21 mars, avec une température quotidienne moyenne maximale inférieure à 20 °C. Le mois le plus froid de l'année à Baraki est *janvier*, avec une température moyenne minimale de 6 °C et maximale de 17 °C.

## PRESENTATION DE LA RAFFINERIE



**Fig.2.2** Température moyenne maximale et minimale à Baraki

La température moyenne quotidienne maximale (ligne rouge) et minimale (ligne bleue), avec bandes du 25e au 75e percentile et du 10e au 90e percentile. Les fines lignes pointillées sont les températures moyennes perçues correspondantes.

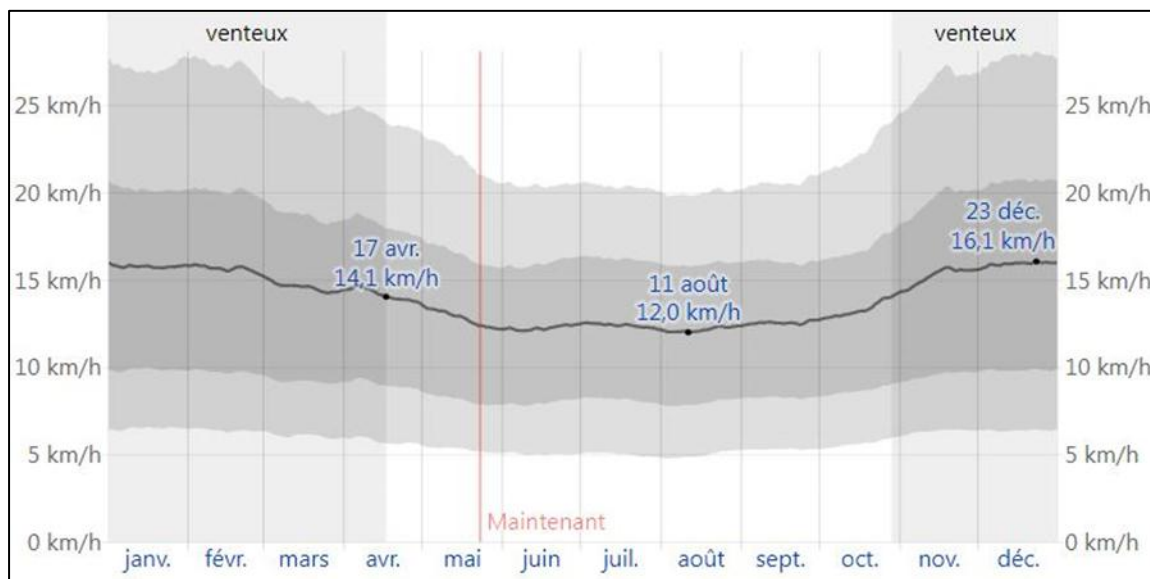
### C) Vent

Cette section traite du vecteur vent moyen horaire étendu (vitesse et direction) à 10 mètres au-dessus du sol. Le vent observé à un emplacement donné dépend fortement de la topographie locale et d'autres facteurs, et la vitesse et la direction du vent instantané varient plus que les moyennes horaires.

La vitesse horaire moyenne du vent à Baraki connaît une variation saisonnière modérée au cours de l'année.

La période la plus venteuse de l'année dure 5,6 mois, du 28 octobre au 17 avril, avec des vitesses de vent moyennes supérieures à 14,1 kilomètres par heure. Le mois le plus venteux de l'année à Baraki est décembre, avec une vitesse horaire moyenne du vent de 15,9 kilomètres par heure.

La période la plus calme de l'année dure 6,4 mois, du 17 avril au 28 octobre. Le mois le plus calme de l'année à Baraki est août, avec une vitesse horaire moyenne du vent de 12,2 kilomètres par heure.

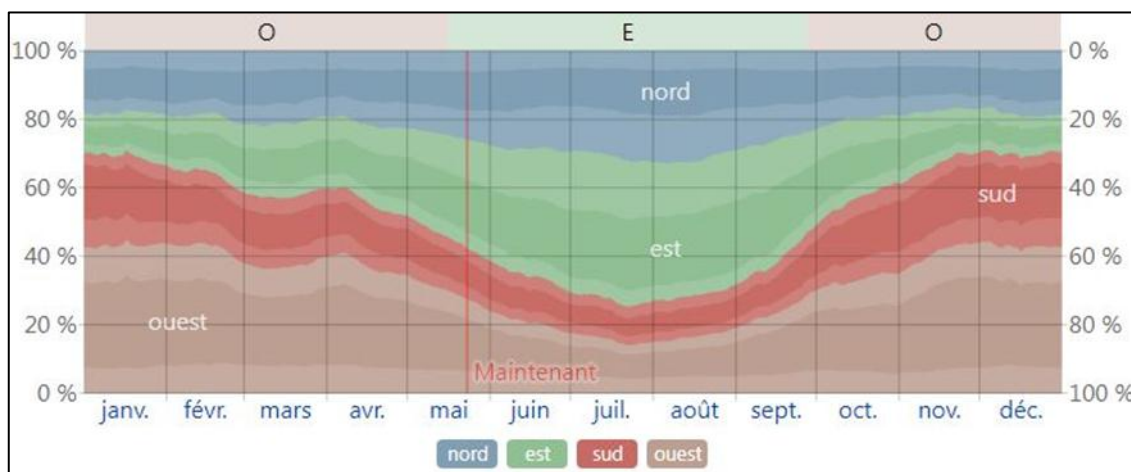


**Fig.2.3** Vitesse moyenne du vent à Baraki (Windfinder).

La moyenne des vitesses des vents moyens horaires (ligne gris foncé), avec bandes du 25e aux 75e percentiles et du 10e au 90e percentile

La direction horaire moyenne principale du vent à Baraki varie au cours de l'année.

Le vent vient le plus souvent de l'est pendant 4,4 mois, du 16 mai au 27 septembre, avec un pourcentage maximal de 43 % le 18 juillet. Le vent vient le plus souvent de l'ouest pendant 7,6 mois, du 27 septembre au 16 mai, avec un pourcentage maximal de 43 % le 1 janvier.



**Fig.2.4** Direction du vent à Baraki (Windfinder).

Le pourcentage d'heures durant lesquelles la direction du vent moyen provient de chacun des quatre points cardinaux, excepté les heures au cours desquelles la vitesse du vent moyen est

inférieure à 1,6 km/h. Les zones légèrement colorées au niveau des limites représentent le pourcentage d'heures passées dans les directions intermédiaires correspondantes (nord-est, sud-est, sud-ouest et nord-ouest).

### **D) L'humidité**

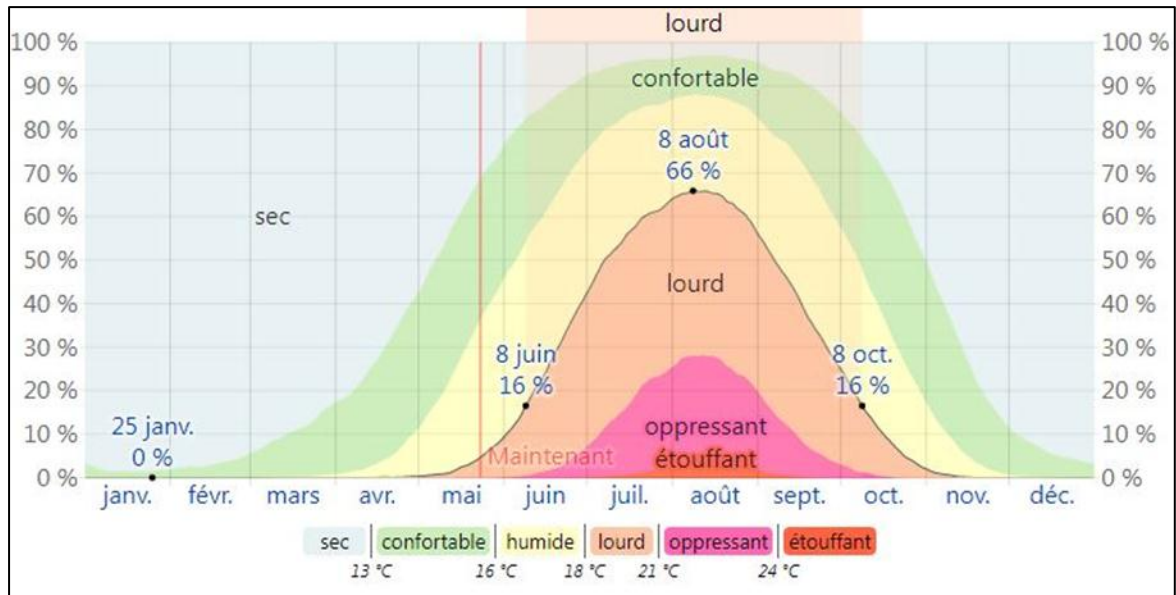
Nous estimons le niveau de confort selon l'humidité sur le point de rosée, car il détermine si la transpiration s'évaporerait de la peau, causant ainsi un rafraîchissement de l'organisme. Les points de rosée plus bas sont ressentis comme un environnement plus sec et les points de rosée plus haut comme un environnement plus humide. Contrairement à la température, qui varie généralement considérablement entre le jour et la nuit, les points de rosée varient plus lentement. Ainsi, bien que la température puisse chuter la nuit, une journée lourde est généralement suivie d'une nuit lourde.

Baraki connaît des variations saisonnières extrêmes en ce qui concerne l'humidité perçue.

La période la plus lourde de l'année dure 4,0 mois, du 8 juin au 8 octobre, avec une sensation *de* lourdeur, oppressante ou étouffante au moins 16 % du temps. Le mois ayant le plus grand nombre de jours lourds à Baraki est août, avec 19,7 jours lourds ou plus accablants.

Le mois ayant le moins de jours lourds à Baraki est janvier, avec 0,0 jour lourds ou plus accablants.

## PRESENTATION DE LA RAFFINERIE



**Fig.2.5** Niveaux de confort selon l'humidité à Baraki (Weather Spark).

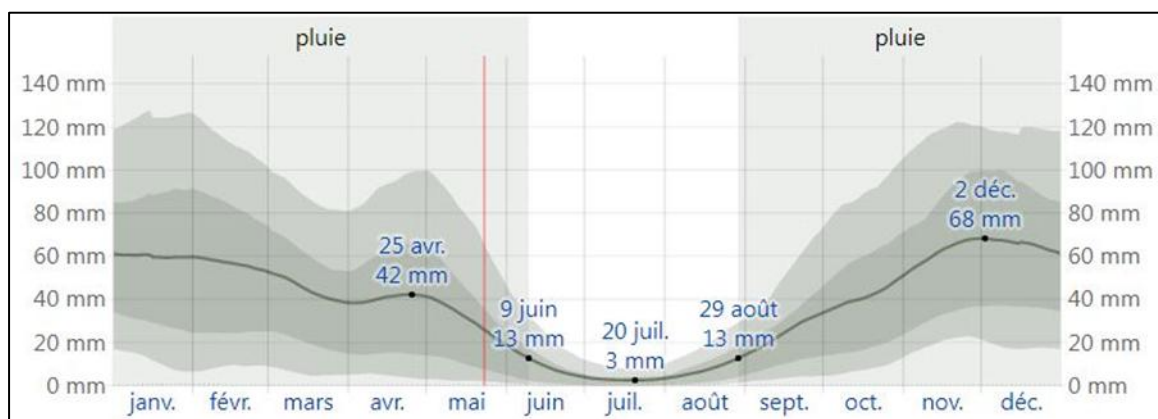
Le pourcentage de temps passé dans divers niveaux de confort selon l'humidité, catégorisés par le point de rosée.

### E) Pluit

Pour montrer la variation au cours des mois et pas seulement les totaux mensuels, nous montrons l'accumulation de pluie au cours d'une période glissante de 31 jours centrée sur chaque jour de l'année. Baraki connaît des variations saisonnières considérables en ce qui concerne les précipitations de pluie mensuelles.

La période pluvieuse de l'année dure 9,4 mois, du 29 août au 9 juin, avec une chute de pluie d'au moins 13 millimètres sur une période glissante de 31 jours. Le mois le plus pluvieux à Baraki est décembre, avec une chute de pluie moyenne de 66 millimètres.

La période sèche de l'année dure 2,6 mois, du 9 juin au 29 août. Le mois le moins pluvieux à Baraki est juillet, avec une chute de pluie moyenne de 3 millimètres.



**Fig.2.6** Pluviométrie mensuelle moyenne à Baraki

La quantité de pluie moyenne (ligne continue) accumulée au cours d'une période glissante de 31 jours centrée sur le jour en question, avec bandes du 25e aux 75 percentiles et du 10e au 90e percentile. La fine ligne pointillée représente la chute de neige moyenne correspondante.

**F) Nébulosité**

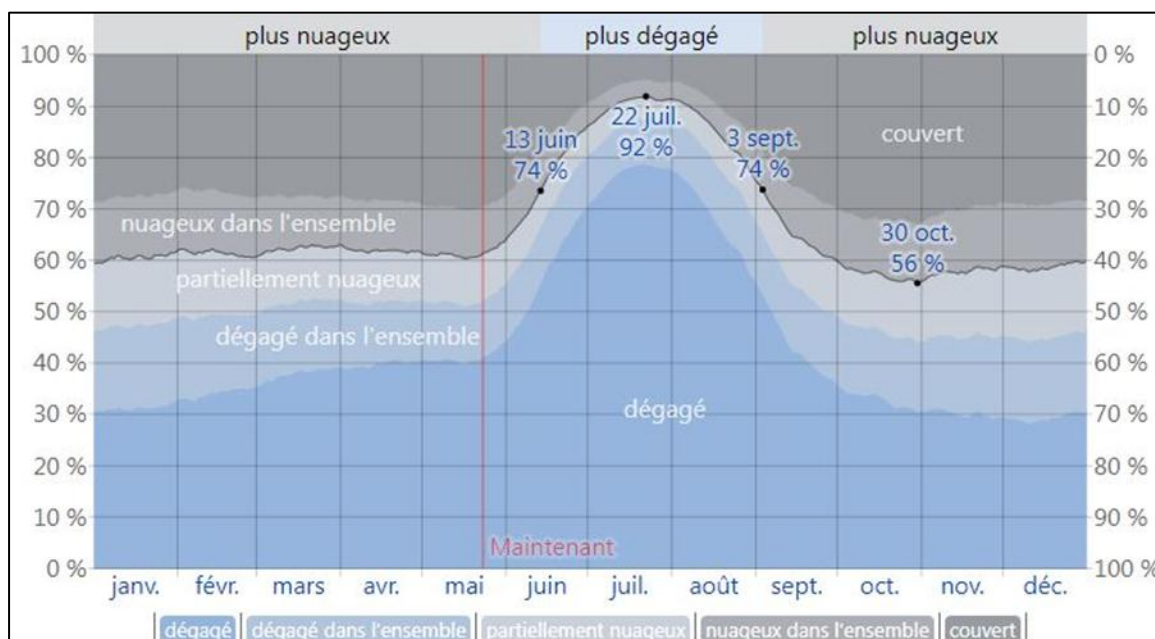
À Baraki, le pourcentage de nébulosité connaît une variation saisonnière considérable au cours de l'année.

La période la plus dégagée de l'année à Baraki commence aux alentours du 13 juin et dure 2,7 mois, se terminant aux alentours du 3 septembre.

Le mois le plus dégagé de l'année à Baraki est *juillet*, durant lequel le ciel est généralement dégagé dans l'ensemble ou partiellement nuageux 90 % du temps.

La période plus nuageuse de l'année commence aux alentours du 3 septembre et dure 9,3 mois, se terminant aux alentours du 13 juin.

Le mois le plus nuageux de l'année à Baraki est octobre, durant lequel le ciel est généralement couvert ou nuageux dans l'ensemble 43 % du temps.



**Fig.2.7** Catégories de couverture nuageuse à Baraki (**Weather Spark**).

Le pourcentage de temps passé dans chaque bande de couverture nuageuse, catégorisée par le pourcentage de couverture nuageuse du ciel.

## 2. Présentation de la Raffinerie d'Alger RA1G

La raffinerie d'Alger est située au centre du pays, a été mise en service en 1964 avec une capacité de traitement de pétrole brute de 1,6 millions de tonnes par an, portée à 2,7 millions de tonnes en 1970, actuellement 3,65 millions de tonnes par an. Elle est orientée vers la production : GPL, essence, naphta, kérosène, gasoil et fuel-oil. Les carburants produits (62% de la production) sont destinés à la région centre, le reste (Naphta et fuel BTS) est exporté.

L'objectif premier de la raffinerie consiste à garantir la satisfaction des besoins en produits de première nécessité, ainsi que les différents produits destinés à l'industrie pétrolière. Cette dernière dispose d'une gamme variée de produits conformes aux normes nationales, tels que le butane, le naphta et le gas-oil. La capacité de production de la raffinerie située à Alger s'élève à 36 000 000 tonnes par an.

### 2.1 Historique

La raffinerie d'Alger « **ex NAFTEC** » surnommée la doyenne des raffineries algériennes, le 1<sup>er</sup> complexe important construit en Algérie ; c'est une filiale de **SONATRACH** spécialisée dans le raffinage et la distribution des produits pétroliers sur le marché algérien. Le démarrage de sa construction par la société Française **FOSTERBWHEELER**, elle a été mise en service le **19 février 1964**.

Depuis le **1964** jusqu'à **1971** la raffinerie d'Alger était alimentée par Tankers du port pétrolier de Bejaia au port pétrolier d'Alger, et puis par pipe de diamètre 26" jusqu'au parc de stockage.

De **1970** à **1972** ont eu lieu la mise en service d'un pipe à Beni Mansour (Bouira) alimentant la raffinerie en pétrole brut de Hassi-Messaoud ainsi que l'extension du parc de stockage (*un bac de brut, divers bacs de produits finis et semi-finis et une sphère de butane*). En **1982**, le raffinage et la distribution des produits pétroliers sont séparés et érigés en Entreprise Nationale de Raffinage et de Distribution des Produits Pétroliers (**ERDP-NAFTAL**).

En **1988**, le raffinage, est à son tour, séparé de l'activité distribution est érigé en Entreprise Nationale de Raffinage de Pétrole **NAFTEC** Algérie.

En avril **1998**, l'Entreprise devient une filiale dont les actions sont détenues à 100% par le

Holding raffinage et chimie du Groupe **SONATRACH**.

La Raffinerie, sur le plan quantitatif, veut continuer à assurer la couverture des besoins en produits de première nécessité comme l'essence, gasoil, GPL et le kérosène, ainsi que les produits qui servent de base pour l'industrie pétrochimique. Sur le plan qualitatif, un programme est mis en place, qui consiste en la suppression du plomb des essences avec une réduction actuelle de 0.4 g .l<sup>-1</sup> depuis le premier janvier 1999, jusqu'à 0.15 g.l<sup>-1</sup> à partir du premier janvier 2002 et la suppression totale du plomb prochainement. Son but de continuer à offrir des produits raffinés destinés à l'exportation répondant aux normes en vigueur ; et cela par l'intégration d'une unité d'hydrodésulfuration pour la production du gas-oil avec les nouvelles spécifications européennes.

### 2.2 Situation géographique

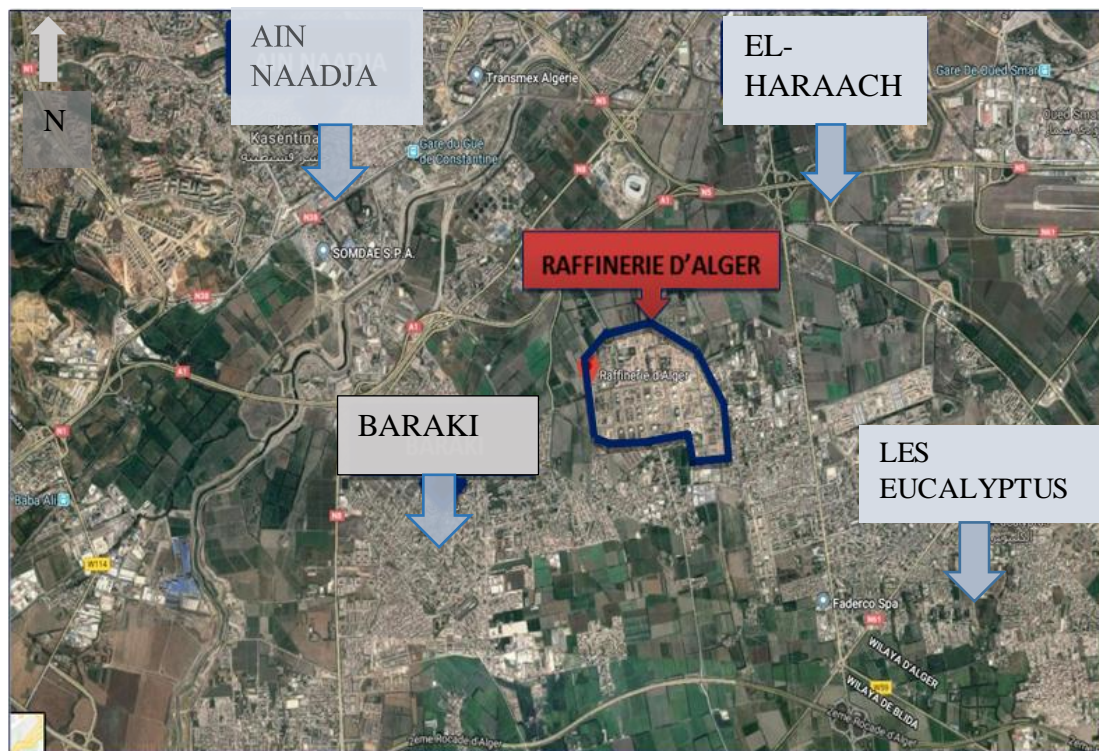
La raffinerie d'Alger est située à **Sidi Arcine** (*Commune de Baraki*) à 5 Km au sud d'**EL Harrach** et à 20 Km à l'Est d'Alger et se trouve à une altitude de 20 m, occupant une superficie de **182 Hectares** (*bâti et clôturé 96 Hectares*) elle a l'avantage d'être dans le plus grand centre de consommation.

L'alimentation se fait directement de HASSI MESSOUD au moyen d'un piquage à BENI MANSOUR jusqu'à la RAFFINERIE D'ALGER.

Elle est délimitée :

- au Nord-Ouest par le dépôt NAFTAL GPL et le centre enfuteur.
- au Nord par les habitons d'El Harrach.
- au Sud par les habitations de Baraki.
- au Sud Est par la Direction Générale de SONATRACH/ACTIVITÉ AVAL/DIVISION RAFFINAGE et le siège de SONATRACH/TRC.

## PRESENTATION DE LA RAFFINERIE



**Fig.2.8** Carte géographique de la raffinerie d'Alger (Google earth).

La raffinerie d'Alger est liée au port pétrolier par une nappe de pipes d'une longueur de **14 km**. Cette nappe est essentiellement souterraine. Néanmoins elle présente quelques portions aériennes :

- à l'intérieur de dépôts à accès réglementé (2 portions aériennes).
- à proximité d'habitations et d'infrastructures de transport pour la traversée de cours d'eau notamment (3 portions aériennes).

Le port pétrolier se trouve dans l'enceinte du port d'Alger du côté Est, appelé aussi **Quai 37**. En ce qui concerne le choix de la région algéroise, elle se présente comme un futur pôle de développement industriel. Et pour l'emplacement de Sidi Arcine le choix a été fait suite à une étude des sols et à la découverte d'une nappe d'eau qui est nécessaire pour l'alimentation des systèmes de refroidissement.



**Fig.2.9** Vue aérienne générale de la raffinerie d'Alger (Sidi Rezine) RA1G et du port pétrolier avec les parties aériennes de la nappe de pipes (Google Earth, 2016).

### 2.3 Organigramme de l'entreprise de la raffinerie d'Alger

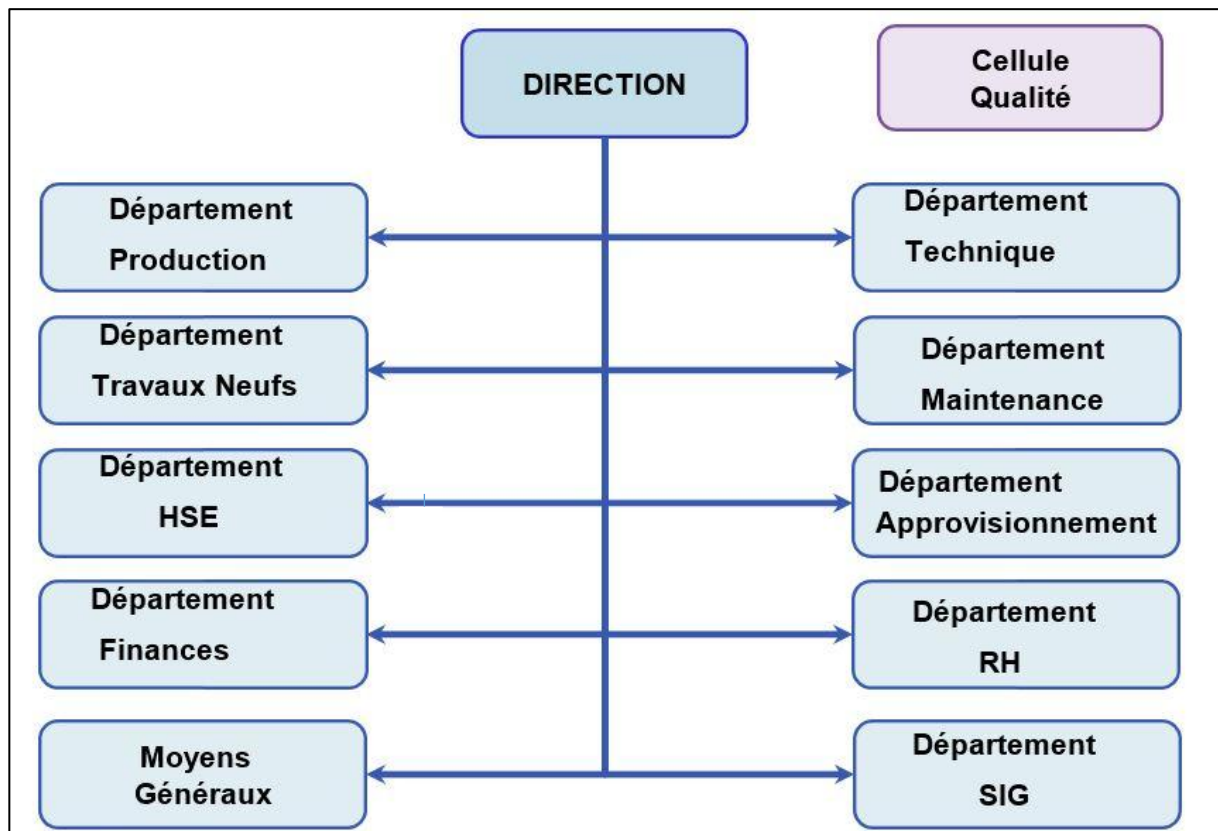


Fig.2.10 Organigramme de l'entreprise de la raffinerie d'Alger

## 2.4 Description des installations

La raffinerie traite le pétrole brut produit par les puits d'Hassi Messaoud qui est caractérisé par une faible teneur en soufre et une grande richesse en hydrocarbures légers. Ce pétrole est reçu par pipeline venant du dépôt d'Haoud El Hamra.

Les installations de la raffinerie se composent de deux unités

- Unités de production
- Unités générales

### 2.4.1 Unités de production

#### 1) Unité de distillation atmosphérique (Topping)

L'unité 100 permet de fractionner le pétrole brut en ses différentes dérivées classées selon les températures d'ébullition des hydrocarbures, telles que :

- Les hydrocarbures légers (GPL), contenant :
  - Des gaz **incompressibles** (Ethane et méthane) qui vont alimenter les fours de la raffinerie et l'excès de ces gaz sera brûlé au sein de la torche ;

- Des gaz **compressibles** (Butane et propane) qui seront traités au niveau de l'unité Gas-plant.
- **Le kérosène (Jet A1)** fournissant les produits commerciaux, pétrole lampant et carburéacteur.
- **Le gas-oil léger**, matière de base du gas-oil moteur commercial.

La capacité de l'unité de traitement du pétrole brut est de **2 700 000 tonnes par an**.

Cependant, il est prévu une augmentation de 35% de la capacité c'est-à-dire jusqu'à **3645 millions de tonnes par an**, dans le cadre du projet de réhabilitation de la raffinerie pris en charge par la société Française **TECHNIP** dont l'achèvement est prévu en 2014.

### 2) Unité gas-plant (traitement et séparation)

L'**unité 300** permet la séparation et le traitement des gaz venant des deux unités précédentes, pour produire le propane et le butane commerciaux liquéfiés.

#### 2.4.2. Les utilités

##### 1) Centrale thermoélectrique (Utilités)

La zone utilité a pour objectif de fournir diverses utilités au reste de la raffinerie :

- Production d'énergie électrique et distribution ;
- Production de la vapeur d'eau utilisée dans les échangeurs de la chaleur ainsi que pour la régénération des catalyseurs ;
- Production d'air comprimé ou air service / instrument ;
- Production et distribution d'eau : eau brute, eau potable et eau de réfrigération ; Réseaux torche permettant l'évacuation des gaz ou hydrocarbures en cas de surpression ou d'incident dans les unités de topping, reforming ou gas-plant.

##### 2) Zone de stockage

La raffinerie d'Alger est dotée d'un parc de **32 bacs** pour le stockage du brut, des produits finis et semi finis. Ainsi, un 2<sup>ème</sup> parc de stockage de GPL, issus des unités de fabrication.

##### 3) Installations portuaires

RA1G est liée au port pétrolier par une nappe de pipes de longueur de **14 km**.

Le port pétrolier est doté de 3 postes de chargement / déchargement (gasoil ; essences, GPL etc.).

### 4) Laboratoire

La raffinerie d'Alger dispose d'un laboratoire qui a pour but d'analyser et de suivre la conformité des différents produits provenant du processus de raffinage et l'analyse des effluents liquides.

Ce laboratoire est partagé en deux sections :

- **Section contrôle de qualité**

Elle est chargée d'effectuer toutes les expériences visant à vérifier que le produit correspond aux exigences du client. Afin de contrôler la conformité des produits finis et semi-finis, cette section procède la vérification des critères suivants :

- Densité
- L'ASTM (American society of testing materials)
- La distillation TBP (trueboiling point)
- Point d'éclair
- Point d'écoulement ou pont de congélation
- La viscosité
- Teneur en sédiment
- Teneur en soufre
- Indice d'octane

- **Section chimie**

Cette partie est basée sur l'analyse de la teneur en eau dans les différents produits. Elle consiste aussi à étudier les caractéristiques chimiques des produits tel que :

- Le PH de l'eau.
- Pourcentage en sel dans le brut.
- Pourcentage en humidité dans les produits pétrolier.
- Pourcentage en soufre.
- Pourcentage en plomb dans les carburants.

Ces analyses doivent se faire quotidiennement et doivent être bien suivie pour le bien du procès.

### 2.4.3. Politique HSE (Hygiène, sécurité et environnement) de la raffinerie

La politique en matière de maîtrise de l'hygiène, de la sécurité au travail ainsi que de la protection de l'environnement, est fondée sur le principe de l'amélioration continue, avec notamment comme objectifs la réduction des nuisances et des pollutions.

Vu l'importance de l'impact écologique des rejets et de la pollution générée au sein de la raffinerie, le service HSE a pour but de :

- Minimiser les dégâts causés et aussi penser aux conséquences car il est de l'impossible de ne pas générer de pollution dans le domaine de l'industrie.
- Traiter les eaux résiduaires de la raffinerie.
- Traiter les eaux de forages.
- Valoriser les boues issues du nettoyage des bacs de pétrole.
- 

#### • Service protection de l'environnement

Il est constitué d'ingénieurs et un chef de service d'environnement qui sont chargés de :

- Inspections et contrôle environnemental sur les différents types de rejets (atmosphériques, liquides et déchets solides) ;
- Maître en place les procédures de gestion des déchets (PGE) ;
- Réaliser des enquêtes environnementales suite à des pollutions accidentelles ;
- Proposer des solutions pour une bonne gestion des déchets (liquides, solides...etc.)

## 3. Procédé du raffinage

### 3.1 Distillation atmosphérique (Topping) (Unité 100)

La première opération effectuée c'est celle qui permet de fractionner le pétrole brut en ses différentes dérivées. D'où sont soutirés les produits suivants : LPG + Essence légère + Solvant léger, Solvant lourd, Kérosène, Gas-oil léger, Gasoil lourd, Résidu.

#### 3.1.1 Préparation de la charge

Avant tout on doit d'abord chauffer la charge pour éviter le choc thermique, et cela se fait dans une série d'échangeur de chaleur constitués d'un côté tube et coté calendre. Le brut arrive à la température ambiante est aspiré par la pompe P101A, et envoyé vers les échangeurs E101 (A, B, C, D, E, F). Par la suite, il pénètre le côté tube et chauffé par les

produits sortants de la colonne de distillation (gasoil léger et lourd). Il est donc chauffé progressivement.

Le brut ainsi chauffé est pompé par la pompe P102A dans le ballon de détente (flash) D102 sous contrôle de niveau LRC101, où la pression est maintenue constante au moyen d'un régulateur de pression. Dans ce dernier, le brut se débarrasse d'une partie des produits légers, ainsi que de l'eau restant encore dans la charge et qui est susceptible de corroder les tubes du four F 101.

Les produits légers sont réintégrés dans le brut après sa sortie du four et avant son entrée dans la colonne de distillation atmosphérique C101. Du ballon D102 le brut, est récupéré par la pompe P102A et les gaz pénètrent dans les échangeurs E103 et E 104 où le brut est chauffé par du kérosène et distillat, puis dans les échangeurs E 105, E 106, E 107 par du gasoil léger, les reflux de fond et les résidus. Il en ressortira à une température avoisinant les 220°C, et pourra alors entrer dans le four.

### **3.1.2 Dessaleur**

Pour éliminer l'eau et les sels contenus dans le pétrole brut, il faut en premier lieu briser la couche émulsifiante par un émulsifiant. On fait aussi passer une tension de 44000 volt dans le pétrole ce qui provoquera l'accumulation de l'eau en de grosses gouttes, entraînant avec elle le sel vers le fond de la colonne.

En effet, l'eau aura absorbé les sels, à l'aide d'un champ magnétique. Les deux phases sont alors séparées physiquement, et le brut ressortira du dessaleur pour aller vers une nouvelle série d'échangeurs E 102A, B, C, où il sera chauffé jusqu'à 145°C.

### **3.1.3 Le Four F501**

A la sortie de l'échangeur E107 le brut se trouve à une température convenable, il entre alors dans une zone de convection du four F101 en deux groupes de quatre passes parallèles sous contrôle de débit, deux passes à travers la chambre de radiation nord et les deux autres dans la chambre sud. Dans chaque chambre les deux passes se séparent sous le toit du four pour descendre chacune le long des deux murs latéraux.

Le brut quitte chaque cellule par deux sorties parallèles qui se réunissent en un seul. Ce brut provenant de chaque cellule se joint en une seule ligne de transfert où il s'écoule partiellement et vaporise vers la colonne atmosphérique C101. La température du brut est contrôlée par les

cellules A et B respectivement par les enregistreurs et régulateurs de température TRC106 et TRC107.

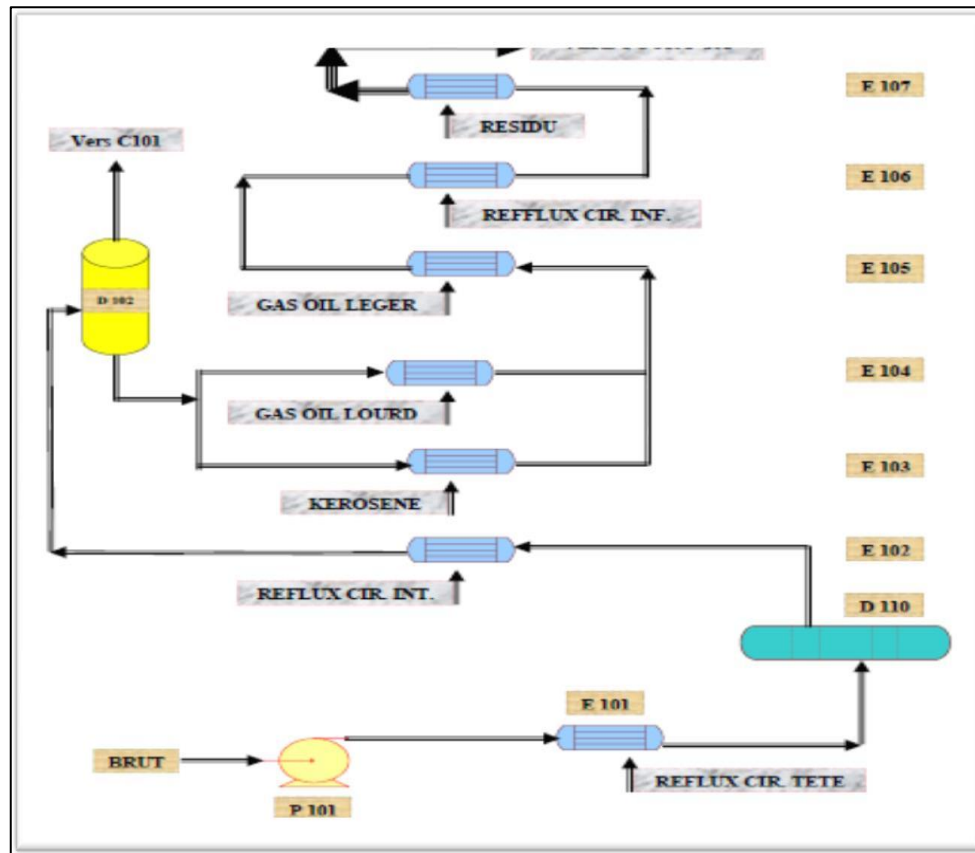


Fig.2.11 Schéma Simple du préchauffage du Pétrole brut

### 3.1.4 La colonne de distillation atmosphérique C101

La tour de distillation comporte 49 plateaux à clapets ou la pression régnante est d'environ 2atm. Elle est composée principalement de trois zones

- Zone de rectification (rebouilleur)
- Zone de flash ou de détente
- Zone d'épuisement à 06 plateaux

Sa pression de marche est de 2.2 bars, elle est munie de sept soupapes de sécurité qui dégagent les vapeurs à l'atmosphère en cas de surpression.

La charge qui sort du four F101, pénétré dans la colonne a une température à 350°C dans la zone de flash appelée aussi zone d'expansion ou de détente.

La partie lourde qui reste liquide à la sortie du four passe au fond de la tour de distillation. Ce sont des produits plus lourds que le gasoil appelé résidu.

### 3.2 Traitement des gaz (Unité 300)

L'unité 300 est une unité de gaz plant, il s'agit alors de conditionner certains gaz, et de se débarrasser d'autre dont l'utilisation commercial n'est pas rentable. Cette unité est dimensionnée pour traiter les produits provenant de l'unité de distillation (unité 100) et, afin d'obtenir du propane et du butane commerciaux. Cette dernière contient :

- 02 colonnes C301 et C302.
- 02 tamis moléculaires C303A et B.
- 04 ballons D301, D302, D303, D305, D307.
- 08 pompes.
- 08 échangeurs.

#### 3.2.1 Section de dééthanisation et de séparation de propane, butane

Cette unité permet d'obtenir le propane et le butane commerciaux. Du ballon de stockage D-301 la pompe P-301 refoule, sous contrôle de débit FRC-301, l'alimentation du dééthaniseur C-301 vers l'une des 3 trois entrées de cette colonne qui se situent au niveau des plateaux 11,13 ou de la section conique. La séparation effectuée consiste à enlever à la charge des composés dits incondensables, c'est-à-dire H<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> et principalement C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>, pour ne laisser au fond de la tour qu'un mélange de propane et de butane dont la séparation s'effectuera dans la colonne C-302.

L'apport de chaleur nécessaire à l'opération de dééthanisation est assuré par le rebouilleur E302 chauffé par le solvant lourd refoulé par la pompe P-106, alors que l'équilibre thermique de la colonne est obtenu en envoyant vers cette tour un reflux froid au moyen de la pompe de reflux P302 sous contrôle de débit FRC-302.

Le produit de tête de la colonne se condense partiellement dans le condenseur E-301 A/Bavant d'être recueilli dans le ballon D 302. La partie liquide est renvoyée comme reflux froid, alors que la partie vapeur se dirige vers le réseau du gaz combustible des unités.

Du fond de la colonne C-301 sort le mélange C3, C4 dééthanisé sous contrôle de niveau LRC301 pour aller vers le splitter (C3, C4) de C302 où s'effectuera la séparation propane, butane. La colonne C-302 contient 30 plateaux avec deux entrées d'alimentation possibles au niveau des plateaux 17 et 13.

Le propane quitte la colonne à l'état vapeur, se condense totalement dans le condenseur E-303, est recueilli dans le ballon de recette D-303 pour être renvoyé ensuite dans la section des

tamis moléculaires par la pompe P-305. Le butane soutiré du rebouilleur E-304 sous contrôle de niveau LC-302, refroidi dans E-305AR et E305, est envoyé à la section des tamis moléculaires.

### 3.2.2 Section des tamis moléculaires

Le rôle de cette section est de débarrasser le propane et le butane des produits sulfureux et de l'eau éventuellement entraînée pour les rendre utilisables. Les tamis moléculaires se présentent sous forme de lits adsorbants qui fixent sélectivement l'eau et les composés sulfurés.

Deux tamis sont prévus pour chaque produit à désulfurer, dont l'un est en opération alors que l'autre est en régénération. Le cycle de l'opération peut être résumé ainsi :

Le propane ou le butane, est admis de haut en bas et à 38°C dans le réacteur en opération C303A ou D305 pour C3, C303 B ou D307 pour le D4.

A la sortie du réacteur, le propane ou le butane, se retrouve débarrassé des produits sulfurés et de l'eau, et est envoyé au stockage sous contrôle de pression PC-302 pour le propane et PC-301 pour le butane.

La régénération des lits des réacteurs se fait au moyen d'un gaz chaud exempt d'oxygène admis sous contrôle de débit FRC-351 pour le butane et FRC-352 pour le propane. Le gaz utilisé ici est de Hassi R'mèl. Il sera chauffé successivement dans E-307 par échange avec l'effluent chaud de la régénération et dans E-308 par échange avec le résidu chaud venant de la distillation atmosphérique sous contrôle de température TIC-351.

L'adsorbant régénéré est ensuite refroidi par vaporisation, obtenue par détente dans le réacteur, du propane ou du butane épuré.

### 3.3 Craquage catalytique du fluide résiduel (Unité RFCC)

Le but de l'unité de craquage catalytique de fluide résiduel (RFCC) est de convertir la fraction du résidu atmosphérique de l'unité ADU (unité 100) en produits (hydrocarbures) plus légers et de valeur à haute température et pression modérée en présence d'une base silice / alumine finement divisée (catalyseur).

**Le Craquage catalytique** est une réaction caractérisée par son endothermicité et une augmentation du nombre de molécules. Il est donc favorisé à haute température et à basse

pression.

Le processus RFCC est principalement décrit en trois sections

### 3.3.1 Section Réacteur-Régénérateur

La charge préchauffée et la vapeur sont introduites dans la colonne montante du réacteur, la charge est mise en contact avec une quantité contrôlée de catalyseur régénéré, le flux de catalyseur est contrôlé pour maintenir la température de réacteur souhaitée.

Lors de la réaction de craquage, le coke est déposé sur le catalyseur. Ce catalyseur (appelé catalyseur usé) tombe de la zone stripage vers le régénérateur où le coke est brûlé en continu.

Le catalyseur est séparé des gaz par un système de cyclonisation, Le catalyseur s'écoule à travers le stand pipe est contrôlée pour maintenir le flux de catalyseur en circulation en maintenant un niveau constant dans le réacteur.

Dans le régénérateur, la chaleur de combustion élève la température du catalyseur jusqu'à (648°C-746°C). Le but de cette régénération est de réactiver le catalyseur usé.

### 3.3.2 Section de fractionnement

Les vapeurs produites dans le réacteur sont envoyés vers la colonne principale après être condensées ; En tête les gaz légers et la gazoline non stabilisées sont envoyés vers la section de gaz concentration pour traitement, Le slurry du fond de colonne principale échange sa chaleur avec l'eau de chaudière (BFW) avant de s'écouler vers la colonne sous vide. Le fond de colonne sous vide peut être recyclé vers le réacteur.

### 3.3.3 Section de concentration de gaz

La première étape du processus de concentration de gaz est la séparation du gaz pauvre non condensable des composants plus lourds, Le gaz net de l'unité FCC doit d'abord être comprimé et refroidi avant d'entrer dans le système de stripageabsorbant, un compresseur centrifuge à deux étages est utilisé.

Le flux de gaz sortant de la tête de l'absorbant primaire (C-041) et s'écoule vers le bas de l'absorbant secondaire (C-042).

**L'absorbant secondaire** est une tour à garnissage où tout le C5 + restant est éliminé par contact à contre-courant avec le (LCO) de l'unité FCC. Le gaz pauvre sortant du haut de l'absorbant est envoyé vers l'unité U560 pour traitement.

Une partie du gaz pauvre non traité peut être recyclée vers le riser du réacteur R-001 dans

l'unité FCC comme gaz de levage. Le LCO (huile riche) est pompé vers la colonne principale.

La gazoline riche contient non seulement les C3 et C4 souhaités, mais également une quantité considérable de gaz (C2-) et disulfure d'hydrogène (H<sub>2</sub>S). Ces composants sont supprimés dans le stripper (C-043).

### 3.3.4 Procédé Mérox, Mercaptan Oxydation

C'est un procédé catalytique efficace et économique développé pour le traitement chimique des distillats pour l'élimination du soufre présent sous forme mercaptans. Le processus repose sur un catalyseur spécial pour accélérer l'oxydation des mercaptans en disulfures. C'est un procédé d'extraction,

Le procédé MEROX est basé sur la capacité d'un catalyseur composé de métal du groupe du fer dans un environnement alcalin pour favoriser l'oxydation des mercaptans en disulfures utilisant l'air comme source d'oxygène,

Le but de cette unité est de diminuer la teneur en soufre dans le GPL, 2 étapes principales sont utilisées dans cette unité pour atteindre cet objectif :

**Élimination de H<sub>2</sub>S** : absorption par amine

**Élimination des mercaptans** : absorption par la soude caustique.

### 3.3.5 Sulfures Block

#### A) Traitement des FG aux Amines (UNITE 560)

Le but de l'unité de traitement des gaz de combustion aux amines FGATU est de réduire la teneur en H<sub>2</sub>S du gaz acide produit dans les unités de traitement de la raffinerie, dans un procédé d'absorption chimique avec une solution d'amine.

**L'amine circulante** est une solution de di-éthanol-amine (DEA) à 25% en poids.

**Le fuel gaz acide** est produit dans les unités suivantes :

- L'unité gaz plant (ADU-100 / GP-300)
- RFCC-530
- Unité hydrotraitement du naphta (NHT-500)

#### B) Traitement d'eau acide (UNITE 570)

L'unité est conçue pour traiter les eaux acides issues des différentes unités de la raffinerie,

L'eau traitée est recyclée partiellement dans les unités RFCC et ADU, Les gaz riches en H<sub>2</sub>S, NH<sub>3</sub> alimentent l'unité SRU.

### **C) Régénération d'amine (UNITE 580)**

L'objectif de l'unité de régénération de l'amine (ARU) est de fournir de l'amine pauvre à l'unité de traitement par amine du fuel gaz (FGATU) et à l'unité Mérox. L'amine en circulation est une solution de diéthanolamine (DEA) à 25% en poids.

L'amine riche provenant des unités FGATU (U560) et de l'unité Mérox (U600) est recueillie dans le ballon de vaporisation de l'amine riche (580-D-001).

L'amine riche est préchauffée et alimente la colonne de régénération d'amine (580-C-001). La réaction d'absorption du H<sub>2</sub>S (unité Mérox et FGATU) est réversible. La régénération est assurée par augmentation de température de l'amine.

### **D) Récupération d'Amine (UNITE 590)**

L'unité de récupération du soufre est prévue pour convertir les espèces de soufre présentes dans le flux de gazacide provenant de l'unité de régénération des amines (ARU-580), le flux de gaz acide provenant de l'unité de stripping de l'eau acide (SWS-570) et le flux de gaz acide pour la future unité en soufre élémentaire afin de réduire la pollution atmosphérique provenant de la raffinerie.

## **3.4 MS BLOCK**

### **3.4.1 Hydrotraitement du Naphta total (Unité 500)**

L'objectif de cette unité est de produire des charges propres c.à.d. supprimer les impuretés et ajuster des points des coupes des charges des unités CCR et ISOM (Naphta léger et lourd) pour avoir des contaminations suffisamment faibles en Soufre, Azote, pour protéger les catalyseurs.

#### **Paramètres de design**

**Charge totale :** 1123810 t/an

**Capacité de l'unité :** 50%

**Coefficient de service :** 8000 h/an

#### **• Réactions fondamentales**

- Raffinage hydrogénant.
- Hydrogénation.

- Elimination de l'arsenic et d'autres métaux.

### 3.4.2 Isomérisation des Naphta léger (Unité 510)

L'objectif de cette unité est d'augmenter l'indice d'octane de l'essence et saturer le benzène par le dihydrogène (teneur en benzène < 2.5). La capacité de cette unité est de 128 m<sup>3</sup>/h

### 3.4.3. Reformage du Naphta lourd (Unité 520)

L'objectif de ce procédé est d'augmenter la production des aromatiques, il se divise en 4 sections

- Section de réaction de reforming catalytique.
- Section absorption.
- Section de stabilisation et de récupération des GPL.
- Section de régénération du catalyseur

#### • Réactions fondamentales

- Déshydrogénation
- Isomérisation
- Hydro calcination
- Craquage

### 3.5. Les Utilités

Elles se divisent en trois services :

#### 3.5.1. Utilités I

Le principal rôle de ce service est de produire et d'alimenter toutes les structures de la raffinerie de l'eau, l'air, l'azote et les produits chimiques nécessaires pour le bon déroulement de leurs activités.

- **Unité 701** : L'eau brute
- **Unité 710** : Tours de refroidissement (ancienne)
- **Unité 711** : Tours de refroidissement (nouvelle)
- **Unité 781** : Production de l'air comprimé (air service et air instrumentation)
- **Unité 720** : Déminéralisation de l'eau et traitement des condensats (nouvelle)
- **Unité 780** : Déminéralisation de l'eau et traitement des condensats (ancienne)
- **Unité 810** : Production d'azote
- **Unité 741** : Eau anti incendie

- **Unité 703** : Eau potable
- **Unité 840** : Préparation des produits chimiques (Noah, Hcl)

### 3.5.2. Utilités II

Le rôle principal de ce service est de :

- Production de l'électricité a différente tension, moyenne tension (MT), basse tension (BT) et très basse tension (TBT) tout ça a l'aide d'un groupe turboalternateur « turbine turboalternateur »
- Production de l'air service (9 bars) et air instrument par détente (4.5 bars)
- Production de la vapeur d'eau.

Les utilités 2 se composent de :

- **Unité 751** : Elle comporte
  - Deux chaudières A et B pour produire la vapeur a différentes pressions ; basse pression (BP), moyenne pression (MP) et haute pression (HP)
  - Une turbine à vapeur (STG) et une autre à gaz (GTG) pour produire de l'électricité
- **Unité 762** : détente de gaz de 60 à 20 bars
- **Unité 761** : détente de gaz de 20 à 4.3 bars
- **Unité 791** : Torche des gaz acides prévenants de l'unité du soufre, et les gaz prévenants des unités RFCC, MS Block...

### 3.5.3 Station de traitement des effluents (Unité 850)

L'objectif de cette unité 850 au sein de la raffinerie d'Alger est le traitement de toutes les eaux usées générées par l'exploitation de la raffinerie. Les eaux usées sont collectées et traitées dans la nouvelle station de traitement des effluents (ETP). Les eaux usées passent par trois étapes principales ; traitement physique, chimique et biologique.

Les principaux effluents en provenance de la raffinerie :

- **Effluents potentiellement pollués par des hydrocarbures**
- **Effluents continuellement pollués par des hydrocarbures.**
- **Effluents sans pollution d'hydrocarbure**

## 3.6 Service de stockage et d'expédition

### 3.6.1 Unité d'expédition

## PRESENTATION DE LA RAFFINERIE

Tous les produits résultants des unités U100 et RFCC sont envoyés à la pomperie. C'est le service qui se charge de la réception et de l'expédition des différents produits. Le rôle de cette unité est de surveiller le mouvement des bacs, assuré la réception de pétrole Brut et expédition des produits pétrolières vers les dépôts, dont le port pétrolier d'Alger et dépôt Chiffa (Blida).

### 3.6.2 Parc de stockage

La raffinerie d'Alger est dotée d'un parc de 33 bacs, dont 3 sont destinés au stockage du pétrole brut à son arrivée par l'oléoduc en provenance de Houd El Hamra, centre de dispatching du pétrole de Hassi-Massoud. Les autres soit 30 sont destinés au stockage des produits finis et semi finis. Il existe deux Types de bac à la raffinerie : des bacs à toit flottant et des bacs à toit fixe selon la TVR du produit stocké.



**Fig2.12** Parc de stockages

**Dans les bacs à toit flottant :** On trouve l'essence super, normale, le kérosène, le plat format, et le pétrole brut.

**Dans les bacs à toit fixe :** On a le fuel, solvant totale, et sloop.

# PRESENTATION DE LA RAFFINERIE

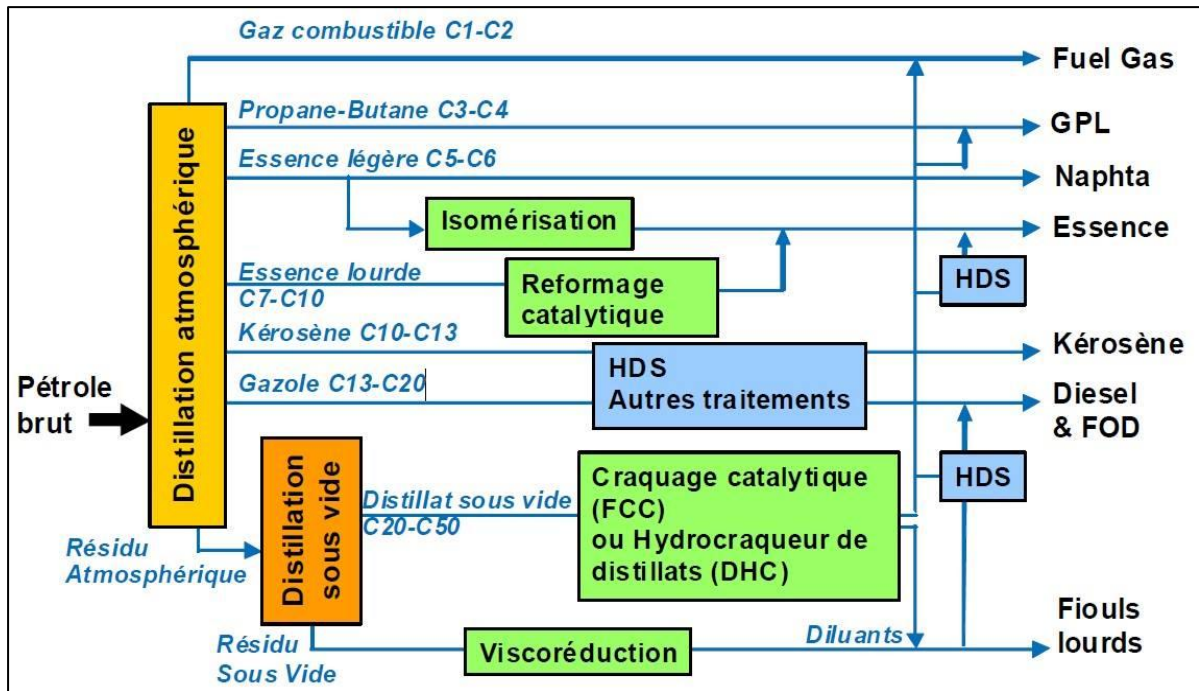


Fig.2.13 Schéma représente le procédé de raffinage



# **Chapitre III**

## 1. Station de Traitement des Effluents (ETP) (Unité 850)

L'unité de traitement des effluents, également appelée unité 850, est une installation spécialisée utilisée pour traiter les déchets liquides produits par les unités de production de RA1G (**Figure 3.1**). Cette unité est équipée de technologies avancées telles que des filtres, des séparateurs, des réacteurs chimiques et des systèmes de contrôle pour éliminer les contaminants et les polluants des effluents. Le processus de traitement peut impliquer des étapes telles que la filtration, la décantation, l'oxydation, la précipitation chimique ou biologique, ainsi que d'autres méthodes selon la nature des effluents à traiter et les normes environnementales à respecter.

L'objectif de l'ETP au sein de RA1G est le traitement de toutes les eaux usées générées par l'exploitation de la raffinerie. Les eaux usées sont collectées et traitées dans cette station, dont le but est de réduire l'impact environnemental des rejets industriels en garantissant des effluents traités et qui répondent aux normes de qualité des eaux usées avant les rejeter dans l'environnement.



### Légende

- |  |  |
|--|--|
| 1. Filtre à sable (3)                  | 8. Poste électrique                                  |
| 2. Clarificateurs (2)                  | 9. Salle de contrôle                                 |
| 3. Bassin biologique (2)               | 10. Centrifugeuse                                    |
| 4. DAF (3)                             | 11. Bassin d'observation CC19 (Point de prélèvement) |
| 5. Bac de neutralisation ph 850-TK-002 | 12. Bassin d'orage CC17                              |
| 6. DCI                                 | 13. Réservoirs d'eau de pluie 850-TK-001 A/B         |
| 7. Collecteur CC16                     |  |

**Fig.3.1.** Vue Aérienne de l'ETP

## 2. Principaux effluents en provenance de la raffinerie

Les effluents liquides sortants de la RA1G sont de plusieurs natures/sources. Dans cette section ils seront classés selon leurs provenances, à savoir potentiellement pollués ; continuellement pollués, et sans pollution.

### 2.1 Effluents potentiellement pollués par des hydrocarbures

Les eaux usées contenant des hydrocarbures (HY) sont acheminées par gravité dans la raffinerie, Il s'agit des eaux de ruissellement en provenance des aires de procédés en dur, des espaces protégés, des zones délimitées par des bordures, ainsi que des zones de chargement et de déchargement des camions et des pétroliers où il existe un risque de pollution par des hydrocarbures. Ces effluents sont collectés dans des égouts gravitaires et dirigés vers deux puisards de récupération. Le premier puisard (850-CC-001) recueille les effluents provenant des nouvelles unités de traitement, tandis que le deuxième puisard (850-CC-016) recueille celles des unités de traitement existantes. Les eaux recueillies dans les deux puisards sont ensuite pompées vers le nouveau système de traitement des effluents (850-M-001).

### 2.2 Effluents continuellement pollués par des hydrocarbures

Les sources principales sont :

- a) Caustiques usés ;
- b) Saumure de dessaleur (en provenance de l'ADU) ;
- c) Eau acide strippée ;
- d) Eau de purge des cuves de pétrole brut ;
- e) Effluents divers des procédés et purges des réservoirs ;
- f) Eau de purge des cuves de produits de récupération.

Les effluents exempts de toute pollution par des hydrocarbures (a, b, c) sont acheminés directement vers la nouvelle station de traitement des effluents (850), où ils seront traités dans l'ensemble de traitement (850-M-001). En revanche, les autres effluents qui contiennent des hydrocarbures sont combinés avec les effluents potentiellement pollués par des hydrocarbures afin d'être traités dans le même ensemble de traitement (850-M-001).

### 2.3 Effluents sans pollution d'hydrocarbure

Principales sources :

- Purge du circuit d'eau de refroidissement (\*)
- Effluents neutralisés en provenance de l'unité de déminéralisation (\*)

- Purges des chaudières (\*)
- Égout gravitaire (\*\*) des eaux non polluées (WY)

Les effluents non pollués par des hydrocarbures marqués avec (\*) et les effluents marqués avec (\*\*) sont pompés directement à la sortie de la nouvelle station de traitement des effluents (850) (Bassin d'observation) en vue du contrôle final de leurs qualité avant leurs libérations hors la limite de la zone de traitement l'ETP (extérieur ; milieu naturel). Si le contrôle révèle une pollution dans ces eaux, elles seront reconduites dans la station pour le traitement.

### 3. Description de procédé du traitement des effluents

#### 3.2 Traitement physique

- Au sein de l'installation, l'eau est prioritairement dirigée vers le Décanteur Circulaire Intégré (DCI) 850-TK-003. Pour maximiser le débit correspondant à la capacité du DCI, la première vanne de refoulement de la pompe élévatrice est partiellement fermée. Ce dernier est équipé d'un système d'inertage à l'azote.
- Lorsque la capacité du DCI est dépassée suite à l'activation de plusieurs pompes élévatrices, les eaux usées excédentaires sont acheminées vers les réservoirs d'eau de pluie 850-TK-001 A/B. Ces réservoirs disposent d'un trop-plein connecté au bassin d'orage HY (850-CC-017).



**Fig.3.2.** Décanteur Circulaire Intégré (DCI) pour le Traitement physique.

- Les effluents prétraités dans le DCI ou stockés dans les réservoirs d'eau de pluie 850-TK-001 A/B sont pompés dans un réservoir d'équilibre mixte (850-TK-002).
- Le séparateur du DCI fonctionne par gravité naturelle et gère les effluents chargés en

hydrocarbures sans nécessité d'une égalisation préalable. Le principe de la séparation gravitaire est basé sur la différence de densité entre l'eau et l'huile insoluble.

- Dans l'unité DCI, tout comme dans tous les séparateurs de décantation, l'huile est collectée directement à la surface de l'eau et écrémée à l'aide d'un racleur puis évacuée vers un bac à *sloop*. L'eau traitée est quant à elle évacuée par un tuyau situé sous une paroi circulaire périphérique siphonoïde affichant une grande profondeur.

Le séparateur circulaire permet d'effectuer une séparation efficace de l'huile, tout en étant adapté à la décantation et à l'épaississement des matières en suspension entrant dans l'unité.

### 3.2 Traitement chimique

Le traitement chimique des effluents comprend plusieurs étapes importantes, notamment l'utilisation d'une unité de Flottation par Air Dissous « *Dissolved Air Flotation* » (DAF) située en aval du réservoir d'équilibre.

La DAF est équipée de dispositifs de mélange rapide pour la coagulation et la floculation de l'eau.



**Fig.3.3.** L'unité de flottation par l'air dissout + coagulation /floculation (traitement chimique)

**La coagulation** est réalisée en utilisant du chlorure ferrique, tandis que **la floculation** est effectuée à l'aide d'un polymère anionique, également connu sous le nom de *poly électrolyte*. (Ce produit chimique est préparé sur site et dilué avec de l'eau de service).

En outre, la saturation est effectuée en utilisant de l'air provenant du réseau d'air comprimé.

Il convient de noter que le traitement DAF est mis en œuvre par des lignes de traitement 3 x 33 %, en fonction du débit horaire moyen par temps humide.

### 3.3 Traitement biologique

L'effluent épuré des huiles provenant de DCI et des bassins d'eaux pluviales, qui est pompé vers le bac d'équilibrage après avoir transité par les unités DAF, présente généralement une teneur en huile inférieure à 5 mg/l, ce qui est conforme aux exigences du traitement biologique en aval.

L'effluent provenant des unités de DAF est dirigé vers le séparateur de débit (850-TK-009) avant d'être acheminé vers le traitement biologique, ce dernier, repose sur le procédé classique de boues activées à faible charge conçu pour l'élimination de la Demande Chimique en Oxygène (DCO) et de la Demande Biologique en Oxygène (DBO).

La quasi-totalité de l'azote présent dans les effluents est utilisée pour la croissance bactérienne, ce qui permet une décharge spécifique sans nécessiter de traitement supplémentaire tel que la nitrification/dénitrification. Toutefois, dans les situations où le rapport entre l'azote et la DBO est trop faible ou lorsque la teneur en phosphore de l'effluent entrant est trop basse, un dosage dédié d'urée et de phosphore est prévu. Les deux nutriments sont dosés proportionnellement au débit après qu'une pénurie a été détectée par analyse en laboratoire.

Le traitement des boues activées s'effectue à travers deux lignes de traitement parallèles, ayant une capacité de conception de procédé de 200 m<sup>3</sup>/h et une capacité hydraulique de 300 m<sup>3</sup>/h par temps humide. Si le débit augmente jusqu'à 600 m<sup>3</sup>/h, chaque ligne de traitement biologique sera chargée de traiter 300 m<sup>3</sup>/h. Dans ce cas, le système augmentera automatiquement le débit d'entrée de chaque ligne biologique, suivant ainsi les augmentations de débit à l'usine. Chaque ligne de traitement se compose de :

- Deux bassins d'aération circulaires (850-X-002A/B) avec des buses d'aération immergées ;
- Deux réservoirs de dégazage (850-TK-026A/B) avec chacun un mélangeur de réservoir de dégazage et une agitation continue (850-MX- 005A/B) ;
- Deux clarificateurs (850-X-003A/B).

Les deux lignes de traitement des boues activées sont équipées d'un élément commun :

Trois ventilateurs d'aération à 50% (850-K-002A/B/C), un par ligne de traitement et un comme pièce de rechange commune, et un pour l'alimentation en air du réseau de diffuseurs d'air. Selon le niveau d'oxygène dans les bassins d'aération, le système de contrôle peut décider de faire fonctionner les ventilateurs en continu (si le niveau d'oxygène est faible, cela signifie une charge DBO élevée) ou de manière intermittente (si le niveau d'oxygène est

élevé, cela signifie une faible charge DBO). Pour maintenir l'activité biologique et éliminer la DBO, le niveau d'oxygène dans les bassins d'aération doit toujours être maintenu au-dessus de 1,5 mg/l d'O<sub>2</sub>.

Il y a également Trois pompes de recyclage des boues (850-P-009 A/B/C), une par ligne de traitement et une en réserve, et une troisième pour le recyclage des bio-boues vers le bassin d'aération, et quatre pompes à boues excédentaires (850-P-010 A/B/C/D), une par ligne DAF, une comme pièce de rechange commune, et une dernière pour le transfert des boues biologiques excédentaires vers le système de flottation. En outre, il y a un bassin de séparation vers les filtres *SBW* (850-TK-028) avec une alimentation par gravité de l'unité de filtration tertiaire.



**Fig.3.4.** Bassin biologique (traitement biologique)

Toutes les analyses de routine, telles que les hydrocarbures, la DBO, la DCO, le N, le P et le TSS, doivent être effectuées sur une base hebdomadaire régulière par analyse en laboratoire. Ces paramètres ne nécessitent pas d'analyseurs de surveillance en ligne pour un suivi fiable et correct de la station d'épuration. Les bassins d'aération sont équipés d'une grille d'aération de fond avec des buses d'aération.

### **3.4 Traitement des boues**

Le système produit deux types de boues : des boues physicochimiques produites lors de l'extraction d'huile primaire au DCI, et des boues mélangées produites lors de l'extraction

d'huile secondaire au DAF qui incluent des boues biologiques en excès provenant du traitement biologique.

Les deux flux de boues sont stockés temporairement dans des réservoirs de stockage de boues dédiés, avant d'être pompés vers une section de traitement des boues.

Les réservoirs de stockage ne sont pas destinés à l'épaississement mais uniquement au stockage temporaire.

Les deux flux de boues ont une centrifugeuse dédiée et une unité de déshydratation en polymère. Il est possible de traiter les deux types de boues en alignant les vannes manuelles dédiées. Cependant, il n'est pas permis de traiter les deux types de boues en même temps avec une seule centrifugeuse en raison de leur nature différente. Les capacités des centrifugeuses ont été sélectionnées de telle sorte que la déshydratation des boues n'a lieu que 4 à 6 heures par jour, laissant suffisamment de temps pour l'entretien périodique.



**Fig.3.5.** Centrifugeuse (récupération de la boue séchée)

Les réservoirs de stockage de boue ont une capacité tampon d'environ deux jours, créant ainsi une flexibilité supplémentaire en cas de situation exceptionnelle. Le système de centrifugation de boues comprend également des pompes d'alimentation, des unités de dosage de préparation de polymères, ainsi qu'un système de rinçage à l'eau de service automatique pour purger la majorité des solides de la machine.

### **3.5 Filtrage du sable**

Les filtres à sable autonettoyants sans soupape de type « VSWF67 » sont utilisés comme filtration tertiaire car la charge en solides de ces filtres est normalement déjà très faible avec

une valeur seuil de rejet de solides de 25 mg/l. Le système de filtration tertiaire a donc un service relativement faible. Les trois filtres à rétro lavage automatique (850-ST-003 A/B/C) fonctionnent de manière totalement indépendante et automatique, en modes de filtration et de lavage. L'eau de filtration provient d'un réservoir de tête et, après filtration à travers une couche de granulométrie fine, remonte vers le réservoir d'eau filtrée en tête. Lorsque le réservoir est plein, l'eau sort par gravité vers le bassin d'observation.



**Fig.3.6.** Filtres à sable (Traitement tertiaire)

Lorsque les couches filtrantes se colmatent, le niveau monte dans le réservoir de tête et dans la branche amont d'un siphon. Lorsque la perte de charge maximale est atteinte, l'air comprimé contenu dans le siphon s'échappe et le siphon est amorcé. Le contenu du réservoir d'eau filtrée traverse la couche filtrante à contre-courant, la lavant ainsi. L'eau de lavage est collectée dans le bassin d'eau de lavage (850-TK-029) qui a une capacité de suffisante (300 m<sup>3</sup>) pour la collecte de trois cycles de contre-lavage simultanés. Les pompes submersibles (850-P-012 A/B) évacuent l'eau de contre-lavage du filtre et maintiennent toujours le niveau à l'intérieur du (850-TK-029) à sa valeur minimale. L'eau de lavage à contre-courant du filtre est renvoyée vers le séparateur d'écoulement (850-TK-009) d'où elle est mélangée avec la boue activée.

### **3.6 Gestion des effluents traités**

#### **3.6.1 Système de régulation et de surveillance**

Les paramètres suivants font l'objet d'une surveillance continue à la sortie du traitement final : Température, pH, Débit et volumes instantanés/moyens générés sur des périodes

sélectionnées (journée, semaine, mois, ...etc.)

Un point de prélèvement d'échantillons est fourni pour collecter les échantillons instantanés (analyses à réaliser en laboratoire). Le point de prélèvement d'échantillons permet le raccordement d'un système réfrigéré prévu pour collecter et stocker 24 heures d'échantillons composites.

### 3.6.2 Bassin d'observation (optionnel)

Les effluents traités sont amenés sous pression à un bassin d'observation (850-CC-019). Le bassin d'observation peut être isolé à l'entrée/la sortie quand c'est nécessaire, aux fins du nettoyage ou quand une perturbation de la qualité de l'eau amenée est détectée (en particulier en provenance de l'égout WY).

Le bassin d'observation reçoit :

- Les effluents traités sortis du traitement biologique/du filtrage final ;
- La purge des tours de refroidissement existantes/nouvelles ;
- La purge des chaudières existantes/nouvelles ;
- L'eau de régénération de l'installation de déminéralisation.

En aval du bassin d'observation, les effluents non pollués sont systématiquement rejetés à l'égout gravitaire hors de la limite de zone.



**Fig.3.7.** Point de prélèvement /Sortie Bassin d'observation 850-CC-019 (Sortie ETP)

En cas d'isolement de la sortie (au moyen d'une soupape de conduite forcée) à cause d'une détection d'eau hors spécifications ou en cas de débit excessif ( $> 1500 \text{ m}^3/\text{h}$ ), l'eau est déviée

vers le bassin d'orage (WY 850-CC-017) où elle est provisoirement stockée. Elle peut être ensuite évacuée par pompage par (850-P-041 A/B) en vue de son traitement dans (850-M-001).

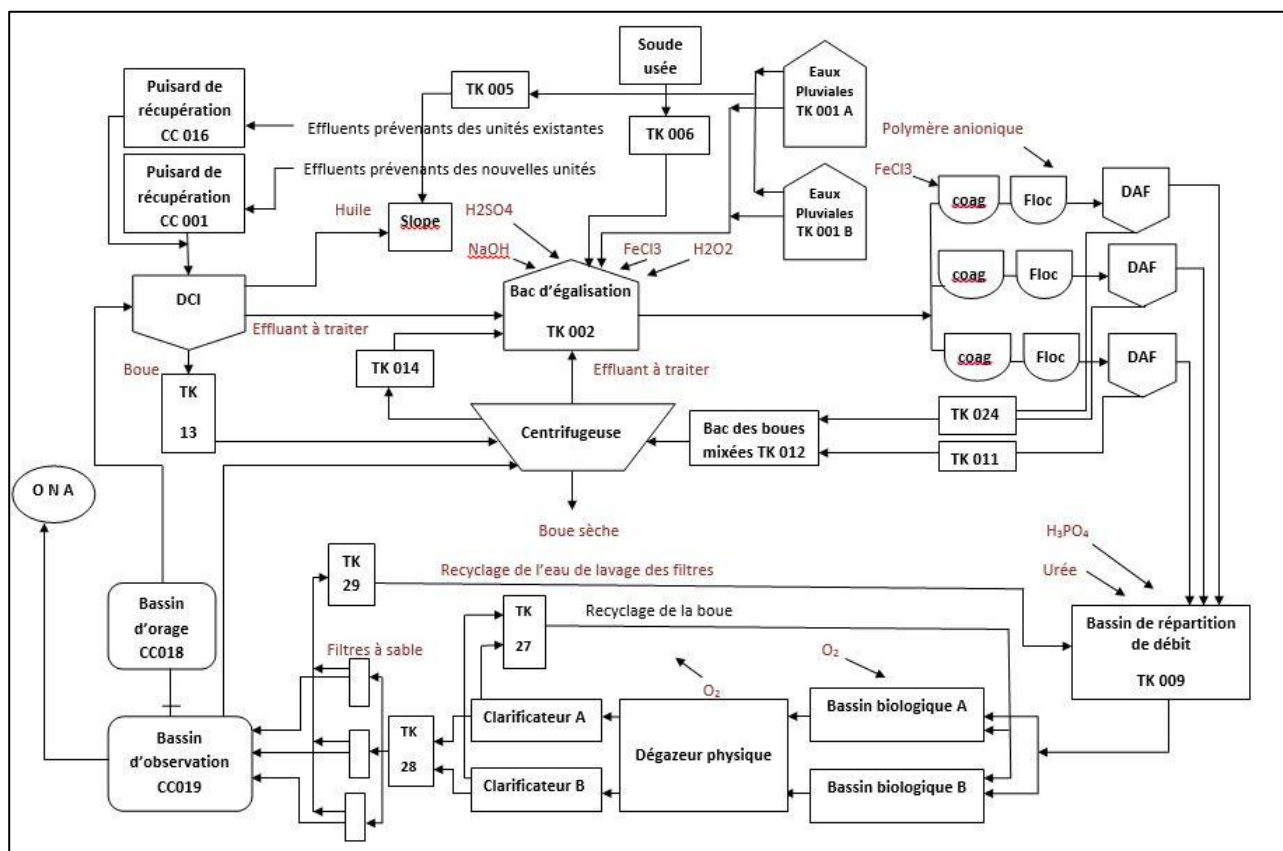


Fig.3.8 Schéma globale de l'ETP qui représente tout le procédé du traitement.

## 4. Filtration par le Charbon Actif Granulé

### 4.1 Adsorption

L'adsorption est une méthode de traitement hautement efficace pour éliminer la matière organique, en particulier lorsque la charge moléculaire est significative et la polarité est faible. Dans ce contexte, le charbon actif se révèle un agent approprié pour éliminer diverses substances, telles que les phénols, les hydrocarbures saturés qui sont des molécules insolubles difficilement attaquables par l'ozone, les pesticides, les métaux lourds et les agents tensio-actifs.

Il convient de souligner qu'il existe deux formes principales de charbons actifs disponibles sur le marché :

- **Le Charbon Actif en Poudre (PAC) :** se caractérise par sa texture fine et sa grande surface spécifique, permettant ainsi une adsorption efficace de la matière organique ciblée.

Cette forme est souvent utilisée dans les systèmes de filtration à lit fluidisé ou dans les réacteurs à suspension.

- **Le Charbon Actif Granulaire (GAC) :** qui se présente sous forme de grains de différentes tailles. Le GAC offre une surface spécifique élevée et une porosité supérieure, favorisant ainsi une adsorption plus étendue et une plus grande capacité de rétention des contaminants. Cette forme est souvent utilisée dans les systèmes de filtration à lit fixe, tels que les colonnes à charbon actif.

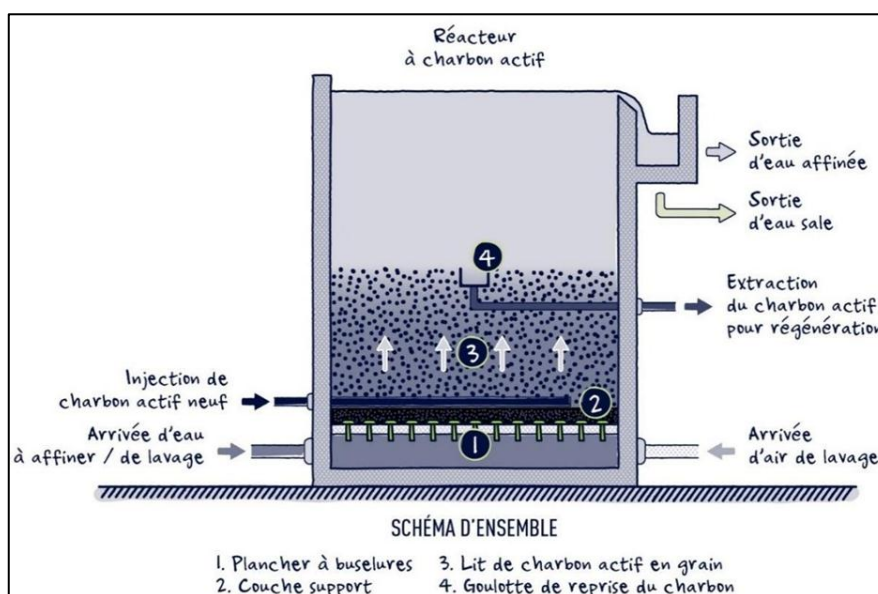
#### 4.2 Principe de fonctionnement d'un filtre à charbon actif

En résumé, le filtre à charbon actif fonctionne en laissant l'eau traverser le charbon de bas en haut, et en capturant les matières en suspension au fur et à mesure de la filtration. Pour maintenir une vitesse de filtration constante malgré le colmatage progressif du filtre, un dispositif de régulation est utilisé en aval pour ajuster l'écoulement de l'eau (figure.3.9). Cela permet d'assurer une filtration efficace et une qualité d'eau traitée optimale.

#### 4.3 Caractéristiques du Charbon Actif en Grain

Les caractéristiques du GAC peuvent être définies par sa nature polyvalente et sa capacité à adsorber diverses substances. Le terme « charbon actif » englobe une vaste gamme de substances carbonées qui se distinguent par leur porosité élevée et leur surface spécifique importante, variant de 500 à 1 500 m<sup>2</sup>/kg.

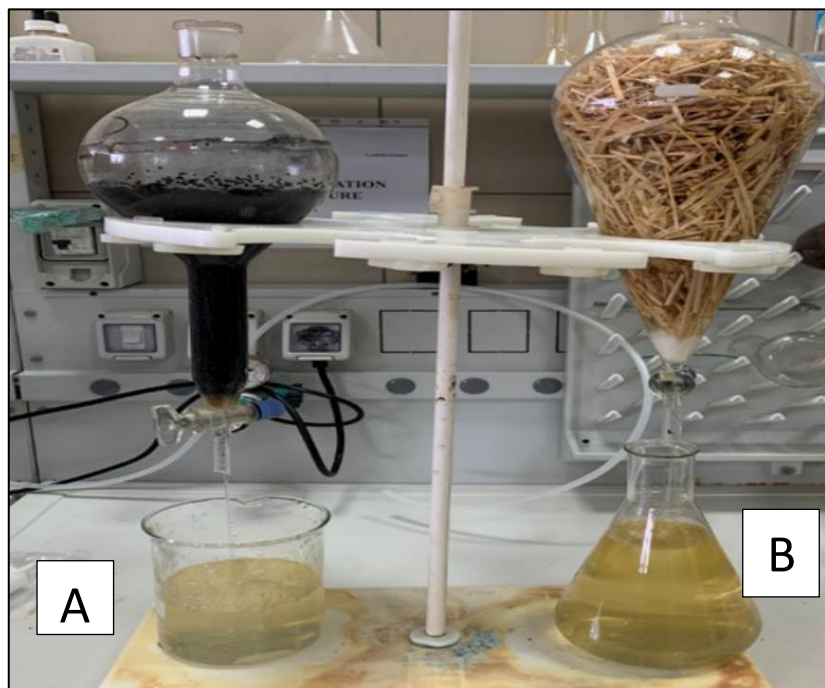
Cela en fait un matériau de choix pour diverses applications de purification et de traitement, contribuant ainsi à améliorer la qualité de l'eau, de l'air et d'autres liquides.



**Fig.3.9.** Schéma d'un réacteur à Charbon Actif Granulé (SUEZ, 2018)

## 5. Procédure de filtration par le foin

Le traitement des ERI par le foin n'est plus utilisé au niveau de « AR1G ». Les analyses physico-chimiques des ERI réalisées dans le cadre de cette étude, ont été effectuées à l'échelle du laboratoire. De ce fait, l'échantillon analysé est pris en aval du foin comme il est montré ci-dessous (**Figure.3.10 B**).



**Fig.3.10** Récupération d'Un (1) litre d'eau en aval des dispositifs de Filtration (**A.** Traitement par Charbon Actif ; **B.** Traitement par le foin).

Avant de faire les analyses précitées, on procède au filtrage d'un litre d'eau prélevée en aval de l'ETP, les étapes à suivre pour obtenir l'échantillon à analyser se résument comme suit :

- Peser 85 g du foin préalablement préparé, dans une balance ;
- Verser la quantité pesée dans une ampoule à décanter ;
- Le foin occupe une hauteur de 40 cm ;
- Faire passer l'effluent prélevé en amont, à travers l'ampoule contenant le foin ;
- Récupérer l'eau sortante de l'ampoule pour faire les analyses demandées.

Il est indispensable de mentionner que toutes les analyses ont été réalisées au niveau du laboratoire de la raffinerie d'Alger « AR1G ».

## 6. Procédure de filtration par l'antracite (Charbon Actif)

Afin de comparer les résultats d'analyse des eaux en aval du foin qui est utilisé comme un

filtre dans le traitement des effluents industriels liquides du raffinage ; nous avons utilisé une autre méthode de filtration, dont l'échantillon est traité par l'anthracite (Figure 3.10. A), en essayant par la suite de tester l'efficacité des deux matériaux dont le but est de réduire au maximum le taux des polluants contenus dans les deux échantillons analysés.

### 6.1 Caractéristiques techniques (anthracite support : gros grains)

Les caractéristiques techniques du filtrant utilisé durant notre étude expérimentale, peuvent se résumer comme suit :

- **Granulométrie moyenne** : 3,5 à 7 mm ;
- **Densité moyenne** : 1.7 environ.



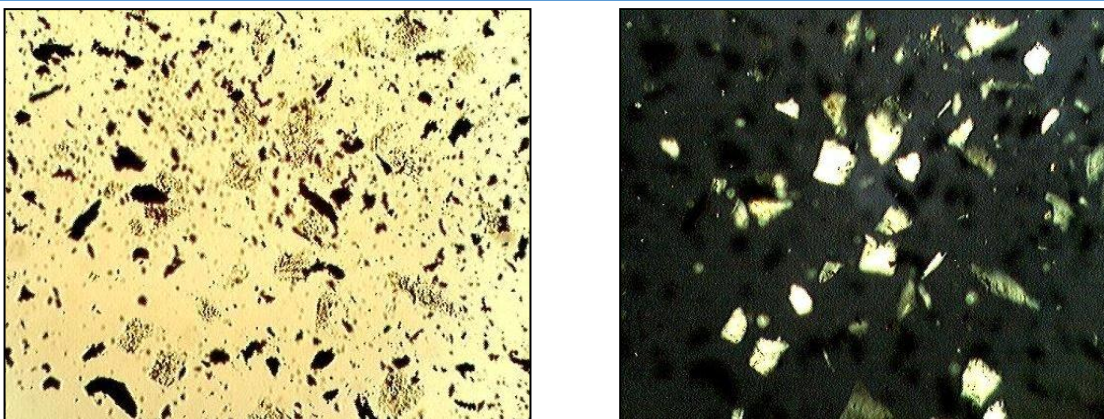
Fig.3.11 L'anthracite en grain

### 6.2 Caractéristiques chimiques de l'anthracite

L'anthracite est une roche sédimentaire d'origine organique. C'est une variété de charbon gris, noirâtre et brillante extraite des mines. La composition chimique de ce matériau est indiquée dans le tableau ci-dessous.

**Tableau 3.1** Composition chimique de l'anthracite.

Teneur en carbone (%)	Teneur en Eau (%)	Cendres (%)	Composants volatiles (%)	Pouvoir calorifique (kj/kg)
93-97	Env. 1%	Env. 3.5%	Env. 5%	33500-34900



**Fig.3.12** Structure de l'anthracite vu sous le microscope avec lumière non polarisée puis polarisée (\*100) (MARTIN, 2012).

### 6.3 Les étapes de filtration par l'anthracite

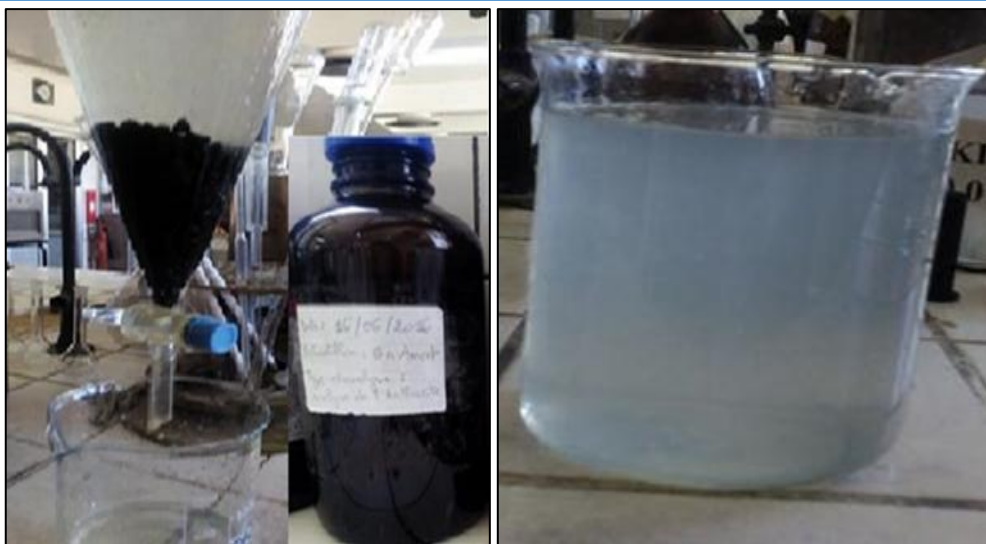
Les analyses physico-chimiques des **ERI** en aval de l'anthracite, ont été effectuées au laboratoire, après le filtrage d'**un litre** d'eau prélevée en aval de l'ETP. Les étapes effectuées se résumant comme suit :

- a) Peser 100g de l'anthracite préalablement préparée dans une balance de type DEN VER instrument ;



**Fig.3.13** Pesage et préparation de l'anthracite utilisé pour le filtrage.

- b) Verser la quantité pesée dans une ampoule à décanter ;
- c) Faire passer l'effluent (1 litre) en amont prélevé, à travers l'ampoule contenant l'anthracite ;
- d) Récupérer l'eau sortante de l'ampoule pour suivre les mêmes analyses effectuées.



**Fig.3.14** Filtrage de l'eau par l'antracite, et l'eau sortante après filtrage.

### 7. Procédure de la filtration par le foin et l'antracite (jumelage des deux)

- **Préfiltration par le foin** : l'eau prélevée en aval de l'ETP (traitée par le sable), est ensuite filtrée par le foin (on va la faire passer à travers une couche de foin comme dans la section 5 (**Figure 3.10. B**)), le foin va retenir les grosses particules restantes et amorce la décomposition des matières organiques.
- **Filtration par l'antracite** : une fois l'échantillon filtré par le foin est récupéré, on va le faire traverser une couche d'antracite, ce dernier va absorber les matières organiques dissoutes et retient les particules les plus fines (**Fig.3.10. A**).
- L'eau sortante de l'ampoule est ensuite récupérée pour suivre les mêmes analyses.



## **Chapitre IV**

### 1. Prétraitement et conditionnement du matériel

Le prélèvement et l'échantillonnage représente une phase primordiale dans l'acquisition des résultats : ces derniers n'auront de signification que s'ils ne sont pas entachés d'erreurs inhérentes à cette phase, quelle que soit par ailleurs la qualité de l'analyse proprement dite (CNEXO, 1983).

Pour cette raison, il est nécessaire de respecter un certain nombre de règles avant d'effectuer le prélèvement, telles que : le prétraitement et conditionnement du matériel, un flaconnage correct et l'étiquetage précis ; afin d'assurer une conservation, traçabilité des échantillons et par conséquent l'optimisation des résultats.

#### 1.1 Conditionnement du matériel

##### 1.1.1 Nettoyage de la verrerie

Les différents types de récipients appropriés aux différents paramètres étudiés sont récapitulés dans l'annexe III. Il convient de nettoyer le matériel avec de l'eau et du détergent, puis le rinçage à l'eau courante de robinet, puis à l'eau distillée ; afin de réduire au minimum le risque de contamination et enfin le séchage dans l'étuve à **60° - 70°C** pendant quelques heures.

Tout le matériel utilisé après les analyses au laboratoire, doit subir le même traitement effectué avant son utilisation et on le place à l'étuve pendant au minimum une nuit, puis on le range. Ainsi, toutes les indications portées sur la verrerie ou les éventuelles étiquettes doivent être supprimées lors du nettoyage.

Pour le matériel utilisé pour l'analyse du plomb et les piluliers du spectrophotomètre HACH, on le laisse tremper dans des bacs d'acide (**H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub> 1%**) et la suite du rinçage avant séchage se fait comme énoncé précédemment.

Concernant les bouteilles de prélèvement subissant le même procédé de nettoyage, on peut avant leur utilisation, de les rincer à l'eau dans laquelle sera effectué le prélèvement, afin de réduire au minimum le risque de contamination.

#### 1.2 L'étiquetage

Il s'agit d'indiquer : l'origine de l'échantillon (en amont ou en aval), la date du prélèvement et le type d'analyse auquel l'échantillon a été destiné. Ces informations mentionnées sur les

flacons du prélèvement, permettent leur identification facile une fois arrivés au laboratoire sans ambiguïté.

### 2. Prélèvement et échantillonnage



**Fig.4.1** Point de prélèvement (Sortie ETP)

### 3. Analyses et mode opératoire

Les analyses doivent être faites le plus tôt possible après le prélèvement afin d'avoir des résultats représentatifs et corrects.

#### 3.1 Mesure du pH et de la température

##### a. Principe et mode opératoire

La température et le pH sont des paramètres qui se mesurent *in situ* dans le site, à cause de leur évolution très rapide dans les échantillons prélevés ; dans le but de ne pas modifier les équilibres ioniques par suite d'un transport ou d'un séjour plus ou moins prolongé des échantillons dans des flacons.

Le thermomètre (ou thermosonde) n'était pas disponible au laboratoire d'analyse ce qui nous a empêché d'effectuer la mesure *in situ* et de transporter les échantillons au laboratoire, afin de mesurer les deux paramètres à l'aide d'un **pH mètre**.

La mesure de ces deux paramètres était effectuée à l'aide d'un **pH mètre METRO HM 713**, équipé d'une **sonde de température** (Voir annexe V).

## Matériels et méthodes

La méthode de mesure selon la norme **ASTM-(M-PROD-L (61))**, consiste à plonger l'électrode de l'appareil directement dans la bouteille contenant l'échantillon d'analyse après avoir rincé à l'eau distillée ; une fois stabilisé, les valeurs des deux paramètres étaient mentionnées.



Fig.4.2 pH-mètre de type METRO HM 713.

### b. Expression des résultats

Dans de bonnes conditions opératoires la précision peut être de  $\pm 0,02$  et la sensibilité de **0,05 (Rodier, 2009)**.

Les résultats sont exprimés en unités de pH, à la température de mesure qui doit être indiquée, sous la forme : **pH à XX°C = XX, XX**

### 3.2 Mesure des matières en suspension (Appareillage)

On introduit dans une cuve un échantillon de 10 ml et on mesure sa concentration de MES à l'aide d'un spectrophotomètre UV-VISIBLE. Elle a été exprimée en mg/l.

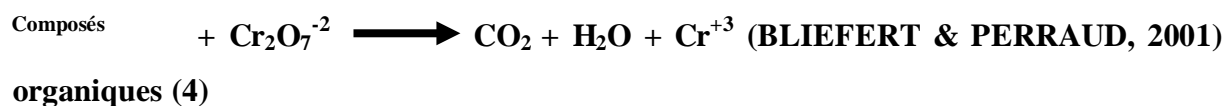


**Fig.4.3** Spectrophotomètre UV-VISIBLE.

### 3.3 Demande chimique en oxygène (DCO)

#### a. Principe et mode opératoire

La détermination de la DCO se fait essentiellement par **oxydation** de l'échantillon par le dichromate de potassium ( $K_2Cr_2O_7$ ) en présence d'acide sulfurique, de sulfate d'argent comme catalyseur d'oxydation et de sulfate de mercure II  $Hg^{+2}$  permettant de complexer les ions chlorures (**Norme ISO 15705**) ; selon la réaction suivante :



L'appareil utilisé pour la mesure de la DCO est un réacteur de type **HACH**, qui est composé d'un bloc chauffant compact acceptant au moins 10 tubes, capable de maintenir une température uniforme de  $150\text{ °C} \pm 5\text{ °C}$  et dont les orifices permettent un contact étroit avec les tubes. Il est recommandé que ce système de chauffage permette d'atteindre le point d'ébullition en moins de 10 minutes

Les tubes destinés à l'analyse de DCO, sont en verre borosilicaté équipé de bouchons revêtus intérieurement d'un joint en Téflon. D'un volume total d'environ 20 ml, ils doivent être résistants aux acides et aux pressions élevées et adaptés au bloc chauffant utilisé.

Ces tubes contiennent des réactifs qui sont : de l'acide sulfurique, du dichromate de potassium, du sulfate d'argent et du chlorure de mercure (II) (**RODIER, 2009**).

Pour notre analyse, on a utilisé la méthode **ST-DCO**, qui repose sur l'utilisation de tubes fermés prêts à l'emploi, contenant tous les réactifs nécessaires et il suffit d'introduire un volume précis d'échantillon, en laissant les tubes se chauffer pendant deux heures à une température de **150°C** et enfin on mesure la quantité de dichromate de potassium consommé lors de l'essai par spectrophotométrie et d'en déduire la quantité d'oxygène équivalente.



Fig.4.3 DCO mètre de type HACH

**Pour mesurer la DCO, nous avons adopté le protocole expérimental suivant :**

- Allumer le réacteur à DCO et laisser la température se stabiliser à 150°C.
- Ouvrir deux tubes contenant les réactifs (gamme 0 à 150 mg.l<sup>-1</sup>), les agiter avec précaution, pipeter 2ml (□ 0.02 ml) d'échantillon puis l'introduire dans l'un de ces deux tubes, puis on prend la même quantité prélevée d'eau distillée pour faire le blanc et l'introduire dans l'autre tube.
- Essuyer soigneusement l'extérieur des deux tubes puis les mettre dans le réacteur à 150°C pendant deux heures (□ 10 minutes).
- Enlever les tubes du réacteur et les mettre à refroidir.
- Effectuer la mesure d'absorbance au **spectrophotomètre** de Type **HACH** (voir annexe V), en entrant la longueur d'onde **420nm** et enfin lisant la valeur donnée pour la DCO.

### **b. Expression des résultats**

La valeur de DCO est donnée par le spectrophotomètre HACH ; exprimée en **mg d'O<sub>2</sub>.l<sup>-1</sup>**.

### **3.4 Demande biochimique en oxygène (DBO<sub>5</sub>)**

#### **a. Principe et mode opératoire**

Le principe selon la norme **AFNOR NF T90-103**, consiste à mesurer la quantité d'oxygène consommée par les microorganismes présents dans l'échantillon ; pendant cinq jours d'incubation à l'obscurité dans une enceinte thermostatée à **20°C**.

## Matériels et méthodes

L'oxygène dissous dans l'échantillon est remplacé en permanence par le dioxyde du carbone  $\text{CO}_2$  formé est piégé par l'hydroxyde de potassium.

Pour notre analyse, nous avons utilisé un appareillage pour la mesure directe de la  $\text{DBO}_5$ , qui est l'**OxiTop** de type **IS6 (DBO-mètre)**, en raison que ce système est plus pratique, rapide et il donne des résultats représentatifs (Voir annexe V).

Avant de commencer l'analyse, on doit sélectionner la prise du volume nécessaire, après d'avoir estimé la valeur de la  $\text{DBO}_5$  à **80%** de la valeur de la DCO. Les volumes sont indiqués dans le tableau en annexe V. Dans notre cas, la prise d'essai est égale à **164 ml** d'échantillon à analyser.

### **Le protocole de mesure de la $\text{DBO}_5$ est le suivant :**

- Introduire le volume 164 ml d'échantillon dans une bouteille en verre brun conditionnée auparavant contenant un barreau magnétique.
- Mettre 3 gouttes de l'inhibiteur de nitrification  $\text{C}_4\text{H}_8\text{N}_2\text{S}$  à  $5\text{g.l}^{-1}$ .
- Placer le godet en caoutchouc contenant deux pastilles de soude ( $\text{NaOH}$ ) servant à absorber le  $\text{CO}_2$  produit lors de la consommation d'oxygène ; en évitant le contact total avec l'échantillon.
- Placer le manomètre (OxiTop) directement sur la bouteille, devant être fermé à moitié pendant 15 min, une fois le quart d'heure achevé, serrer bien le bouchon.
- Lancer la mesure en appuyant sur **S** et **M** simultanément (deux secondes) jusqu'à ce que l'afficheur indique **00**.
- Maintenir la bouteille sur le système d'agitation, dans une armoire thermostatique à une  $T^\circ$  de  $20\text{ }^\circ\text{C}$  pendant 5 jours. Après que la température soit atteinte, l'OxiTop lance automatiquement la mesure de la consommation d' $\text{O}_2$  (au maximum après une heure).
- L'OxiTop mémorise automatiquement une valeur toutes les 24 heures sur 5 jours.
- Après 5 jours d'incubation, on relève la valeur de la  $\text{DBO}_5$ , en appuyant sur la touche **M**.
- Procéder enfin à la correction de la mesure en multipliant par un facteur correctif qui dépend de la quantité d'échantillon prélevé et de la gamme de mesure souhaitée, dans notre cas le facteur égal à 10.



**Fig.4.4** DBO mètre de type OXITOP IS6.



**Fig.4.5** Contrôleur oc 100/oc 110 pour la DBO5

**Tableau 4.1** : Gamme d'estimation de la DBO<sub>5</sub>.

Charge	DBO <sub>5</sub> (mg/l)	Prise d'essai (ml)	Facteur
Très faible	0-40	432	1
Faible	0-80	365	2
Moyenne	0-200	250	5
Plus que la moyenne	0-400	164	10
Un peu chargé	0-800	97	20

### b. Expression des résultats

La DBO<sub>5</sub> s'exprime en mg d'O<sub>2</sub>.l<sup>-1</sup>, et s'obtient par la multiplication de la valeur affichée par l'OxiTop par le facteur correspondant au volume échantillonné qui est donné par la gamme d'estimation (voir tableau annexe V).

## 3.5 Hydrocarbures (HC)

### a. Principe et mode opératoire

La mesure de la quantité des hydrocarbures présents dans l'échantillon à analyser s'effectue par une méthode classique purement physique.

Les hydrocarbures présents dans l'eau sont extraits par un solvant **l'éther** ; et une fois décanté, la partie organique est récupérée, séchée sur la plaque chauffante, et enfin pesée.

Pour mesurer les hydrocarbures, on a adopté le protocole suivant :

## Matériels et méthodes

- Peser un bécher préalablement conditionné, soit  $P_0$  le poids du bécher avant utilisation.
- Verser **500 ml** de l'échantillon à analyser dans une ampoule à décanter préalablement nettoyée.



**Fig.4.6** Balance analytique numérique de type DEN/VER S-114

- Rajouter **50 ml** de l'éther.
- Agiter et éventer afin de dégager les gaz produits.
- Laisser décanter quelques minutes, jusqu'à l'apparition de deux phases : la phase organique et la phase aqueuse.
- Jeter la phase aqueuse, et récupérer la phase organique dans le bécher préalablement pesé, et le mettre sur la plaque chauffante réglée à une température de **180°C** afin de le sécher, puis au dessiccateur pour le refroidir pendant 15 minutes.
- Peser à nouveau le bécher et noter son poids, soit  $P_1$ .

### **b. Expression des résultats**

La concentration des hydrocarbures présents dans l'échantillon analysé s'exprime en  $\text{mg. L}^{-1}$  ; elle est obtenue par cette relation :

$$[\text{Hydrocarbures}] = ((P_1 - P_0) / V) \cdot 10^6 \cdot 2 \quad (5)$$

Où :  $P_0$  : poids du bécher avant utilisation (g).

$P_1$  : poids du bécher après utilisation (g).

**V** : volume d'échantillon prélevé (ml).

**P<sub>1</sub> – P<sub>2</sub>** : poids des hydrocarbures retenus(g).

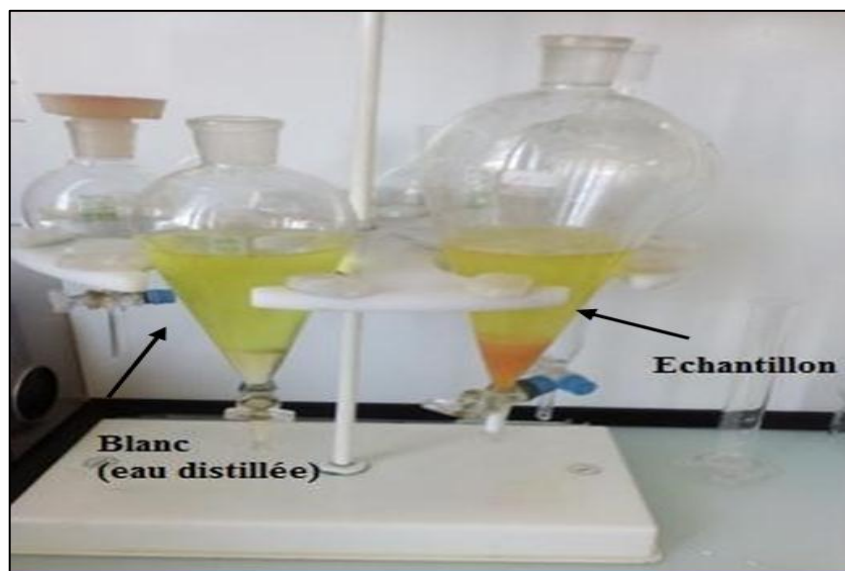
### 3.6 Phénol

#### a. Principe et mode opératoire

Le phénol est déterminé par la méthode **4-aminoantipyrine**, qui réagit pour donner une coloration orange en présence de potassium ferricyanure (voir annexe V). Cette méthode permet de mesurer des concentrations allant de 0,00 à 0,20 mg. L<sup>-1</sup>.

Le protocole d'analyse du phénol est comme suit :

- Prendre deux ampoules à décanter de 500ml déjà conditionnées, verser 300 ml d'eau distillée dans la 1<sup>ère</sup> ampoule pour le blanc et la même quantité prélevée d'échantillon à analyser dans l'autre.
- Rajouter dans chacune 5 ml de la solution tampon pH =10, agiter et dégazer.
- Rajouter dans chacune 1 sachet de réactif Phénol 1, agiter et dégazer ; puis 1 sachet de réactif phénol 2 et aussi agiter et dégazer.
- Rajouter dans chacune 30 ml de chloroforme, agiter et dégazer.
- Obturer chaque ampoule avec du coton, et récupérer la phase inférieure
- Passer à la lecture au spectrophotomètre à une longueur d'onde de **460 nm**.



**Fig.4.7** Analyse du phénol par la méthode 4-aminoantipyrine

#### b. Expression des résultats

La concentration des phénols présents dans l'échantillon s'exprime en **mg.l<sup>-1</sup>**, elle est affichée directement par le spectrophotomètre HACH.

### 3.7 Plomb

#### a. Principe et mode opératoire

Le plomb est déterminé par la méthode d'extraction rapide en colonne, en utilisant des réactifs en poudre, et quantifié ensuite par colorimétrie avec un indicateur, en évaluant les résultats par spectrophotométrie à **477 nm** (voir annexe V).

Pour mesurer le plomb, on a adopté le protocole suivant :

- Mettre **100 ml** d'eau à analyser dans un bécher, et ajouter **1ml** de la solution d'acide préservateur **Pb1**, agiter.
- Ajouter **1ml** de la solution fixatrice de plomb **Pb2**, agiter.
- Monter la colonne d'extraction du plomb, et verser dedans le contenu du bécher, jeter le filtrat.
- Verser 25 ml de la solution éluant **Pb3** à travers la colonne et presser avec le piston
- Récupérer le filtrat dans un tube à essai et ajouter **1 ml** de la solution neutralisante **Pb4**, agité.
- Ajouter dans le tube à essai **1** sachet d'indicateur de plomb **Pb5**, bien agiter.
- Prendre **10 ml** de l'eau du tube à essai pour le blanc, et le verser dans un pilulier
- Ajouter au 10 ml du blanc, 3 gouttes de la solution décolorante **Pb6**.
- Lire la valeur de la concentration du plomb par spectrophotomètre à la longueur d'onde 477nm.



**Fig.4.8** Analyse du plomb.

### b. Expression des résultats

La concentration du plomb est donnée directement par le spectrophotomètre HACH, elle s'exprime en  $\mu\text{g.l}^{-1}$ .

### 3.8 Chrome VI

#### a. Principe et mode opératoire

Le chrome hexavalent ( $\text{Cr}^{+6}$ ) est déterminé par la méthode **1.5diphénylcarbohydrazide colorimétrique** ; en utilisant d'un réactif en poudre qui contient un tampon avec le **diphénylcarbazine** ; qui réagit pour donner une coloration rose en présence de chrome hexavalent, en mesurant sa concentration par spectrophotométrie à **540 nm**.

**Le protocole de mesure du chrome hexavalent est le suivant :**

- Prélever **10ml** de l'eau à analyser dans un tube à essai, et ajouter le sachet de réactif chrome hexavalent, qui donne une **coloration rose** à l'eau en présence de  $\text{Cr}^{+6}$ .
- Préparer un blanc avec **10 ml** de l'eau distillée avec le sachet du même réactif.
- Lire le résultat par le spectrophotomètre HACH à une longueur d'onde de **540 nm**.

#### b. Expression des résultats

La valeur du chrome hexavalent présent dans l'échantillon analysé s'exprime en **mg. L<sup>-1</sup>**, qui est affichée par le spectrophotomètre.

### Conclusion

Pour obtenir des résultats fiables, des analyses des paramètres physico-chimiques, on doit suivre rigoureusement le protocole de chaque paramètre à mesurer et dresser ensuite les résultats sur une fiche récapitulative.

Les appareillages doivent avoir fait l'objet, auparavant, d'un étalonnage ou calibrage en laboratoire. La lecture de la mesure se fait après stabilisation de la valeur.

Le prétraitement et conditionnement du matériel utilisé pour cette étude, représente une étape primordiale plus importante, qu'il doit se faire avant l'échantillonnage et les analyses, pour éviter toute sorte de contamination et s'assurer de ne pas fausser les résultats.

Les bouteilles d'échantillonnage sont repérées par l'étiquetage, conduisant à l'identification facile des échantillons.

Les analyses appliquées aux différents échantillons prélevés de la station du traitement des eaux résiduaires de la raffinerie d'Alger se sont déroulées pour donner les résultats présentés avec leur interprétation dans le chapitre suivant.



# Chapitre V

### Introduction

Dans ce chapitre, on va présenter les résultats d'analyses effectuées sur les différents échantillons, de telle façon qu'ils soient facilement exploitables pour déterminer la pollution résiduaire industrielle de la raffinerie d'Alger ; afin de les interpréter pour étudier l'efficacité des processus du traitement effectués au sein de cette raffinerie (filtration par le Sable), les comparer avec la norme définie par le décret N° 06-141.

En deuxième lieu, les résultats obtenus feront l'objet d'une comparaison avec celles du traitement par le foin, le traitement par l'anthracite, et enfin avec les résultats du jumelage des trois.

L'objectif est d'estimer l'efficacité de chaque méthode de traitement, de déterminer le taux des polluants éventuellement éliminé par chacune, pour pouvoir proposer la meilleure méthode, dont l'adoption va optimiser les résultats du procédé d'épuration des eaux résiduaires de la raffinerie.

### 1. Evolution des paramètres physicochimiques

#### 1.1 Débit

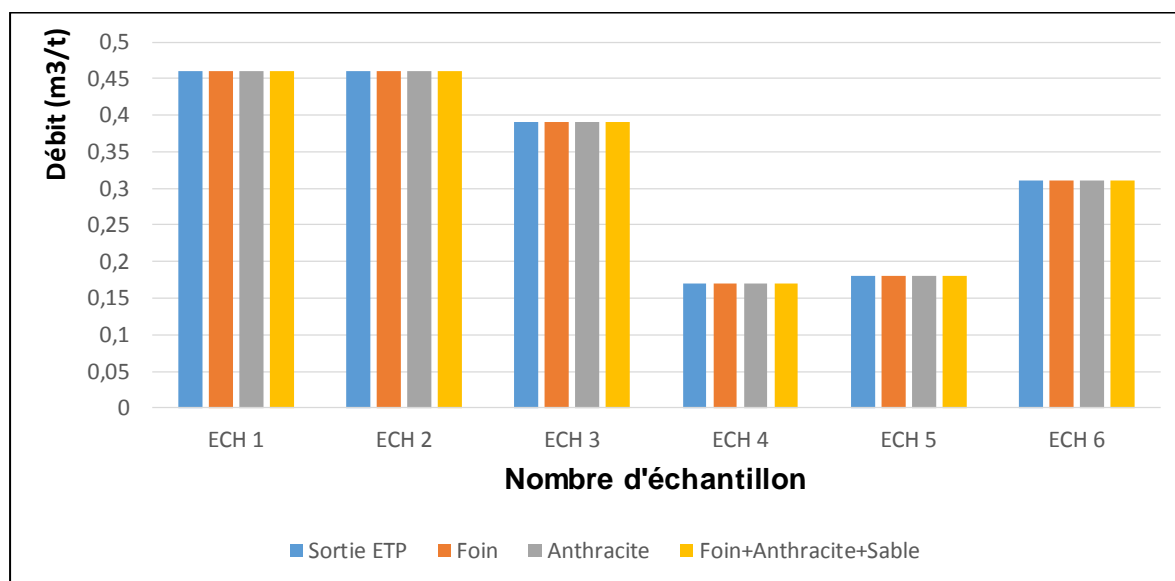
Pour pouvoir préconiser un traitement fiable, il faut connaître la quantité réelle des eaux rejetées par la raffinerie quotidiennement.

L'estimation de la quantité des polluants globale dépend du débit de l'effluent quittant la raffinerie (Plus la raffinerie traite des quantités importantes de pétrole, plus l'ETP recevra des quantités importantes rejets pollués).

Les résultats de mesure du débit volumique du pétrole traité par la raffinerie sont de **457,4 t/h**. La norme exige un rapport entre le débit des rejets liquides et la production de pétrole  $\leq 1$ . Des prélèvements hebdomadaires sont effectués pour suivre la variation du débit au niveau de la station, ce débit est indispensable car il est utilisé dans le calcul du débit relatif. Les débits relatifs des eaux traitées par rapport à la quantité de pétrole produite sont résumés dans le tableau **1, de l'annexe IV**.

La figure qui suit (Figure 5.1) montre l'évolution de ce paramètre physique dans la conduite de collecte des eaux de rejet principale. Les échantillons énumérés (Ech1, Ech2...etc.) font références aux prélèvements réalisés dans les semaines du 1<sup>er</sup> au 29 novembre 2023.

## Discussion des résultats

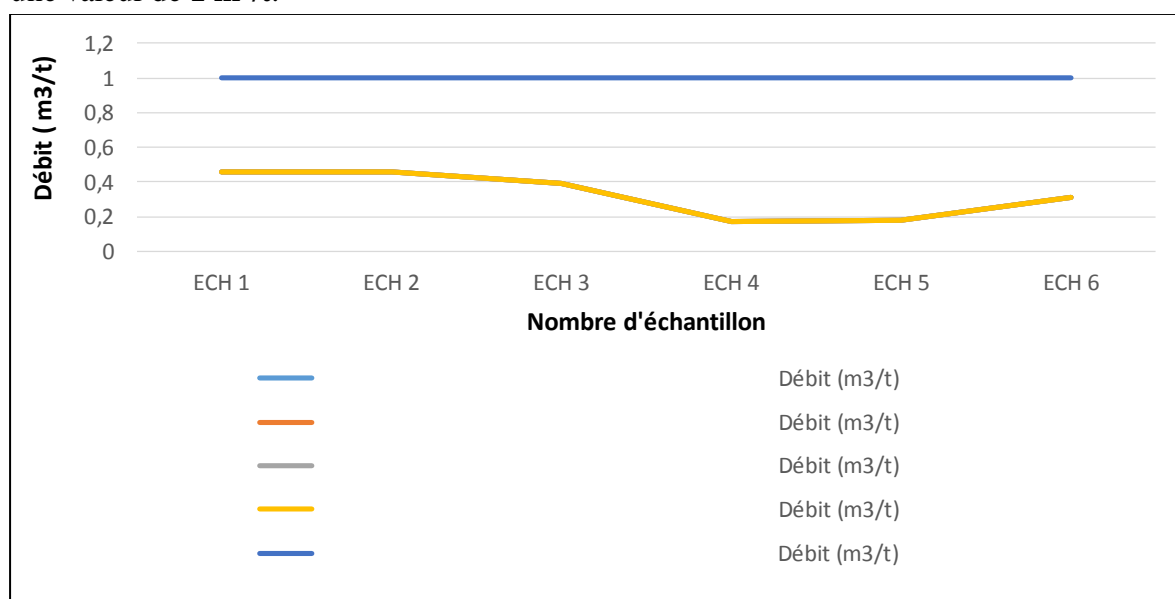


**Fig.5.1** Evolution des débits volumiques par la quantité du pétrole traité, des différents échantillons.

D'après la **figure 5.1**, le débit moyen est de **0.27 m<sup>3</sup>/t**, exprimant la quantité d'eau rejetée à une tonne du pétrole traité.

La variabilité des résultats obtenus du débit pourrait être expliquée par les différentes quantités individuelles rejetées par les purges, plus les eaux des provenant des unités (eaux des utilités et de refroidissement) et même les eaux pluviales, en tenant compte ainsi de l'extension de la raffinerie.

La figure qui suit montre des valeurs du débit, comparées à la norme définie par le décret à une valeur de **1 m<sup>3</sup>/t**.



## Discussion des résultats

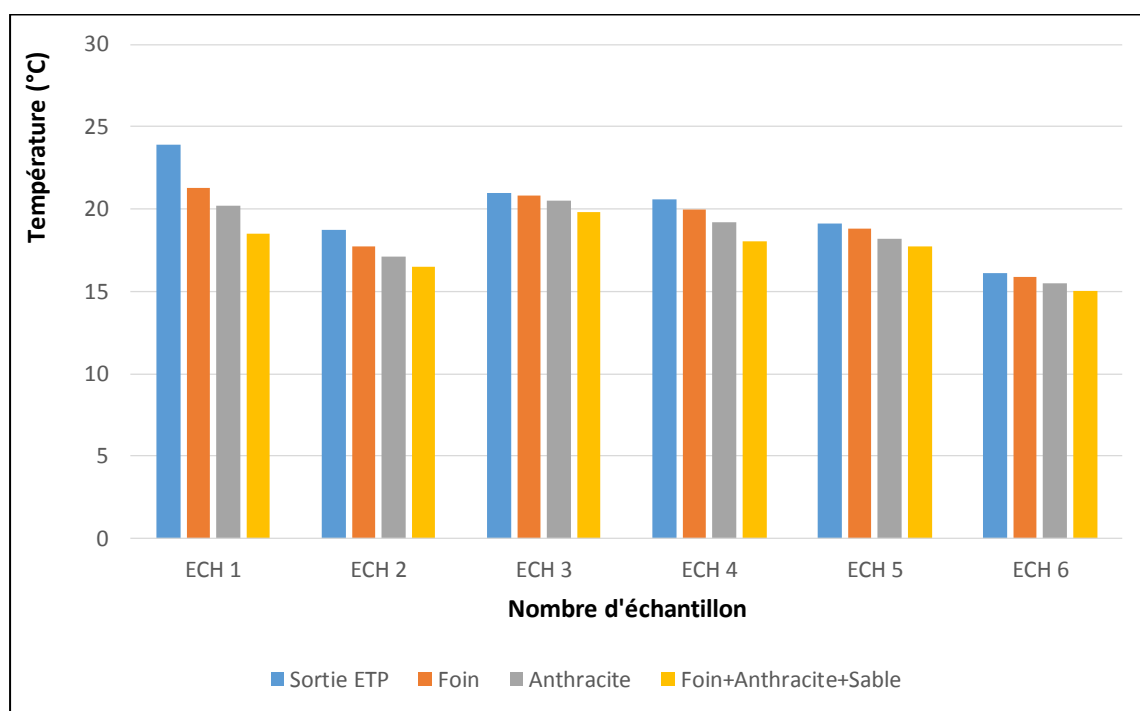
**Fig.5.2** Evolution des valeurs du débit des différents échantillons ; comparées à la norme de rejet.

Comme illustré sur cette figure, les valeurs du débit respectent largement la norme, ce qui explique que la qualité d'eau rejetée est faible.

La mesure du débit permet de quantifier, localiser, analyser et solutionner différents problèmes de réseau de collecte et de distribution de l'eau, et enfin, évaluer la performance des équipements de traitement.

### 1.2 Température

La figure (figure 5.3.) montre la variation de la température en aval de chaque filtre (sable, foin, anthracite et jumelage) de la **RA1G**, qui est caractérisée donc par un gradient décroissant de l'aval pour les différents échantillons.



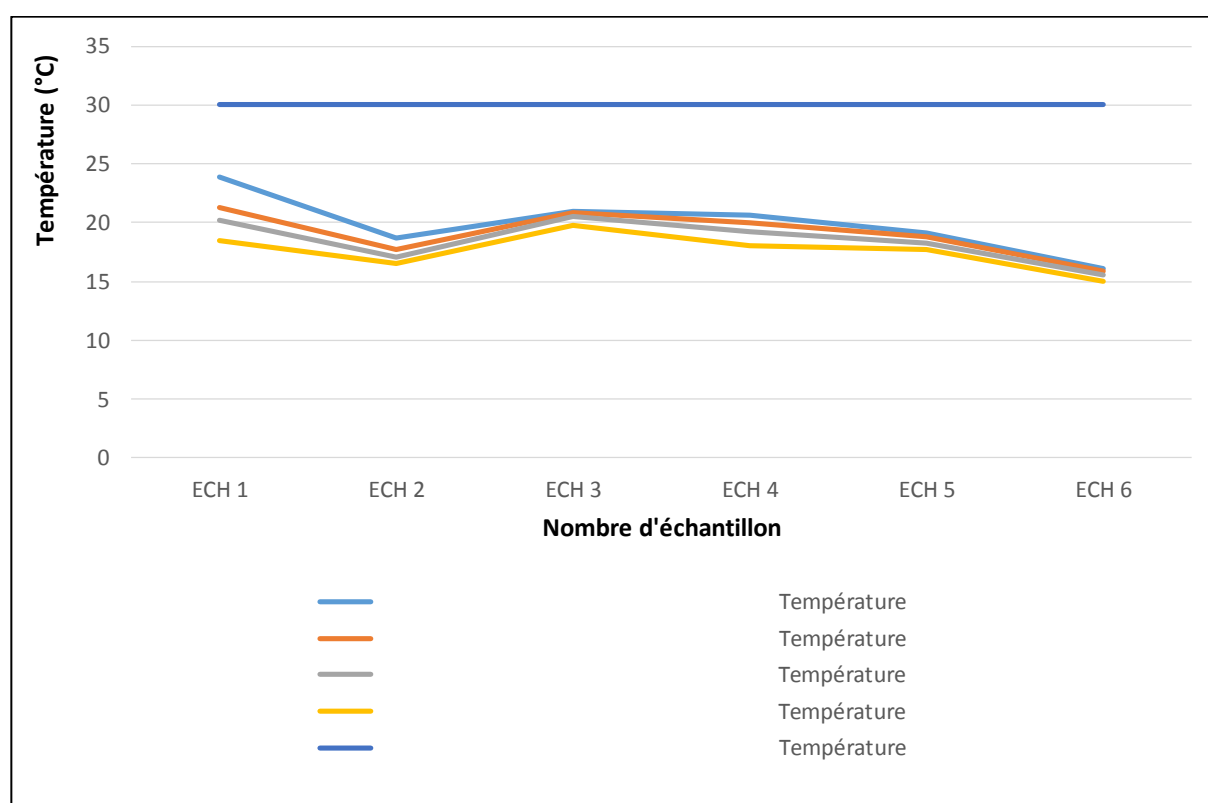
**Fig.5.3** Evolution de la température en aval du sable, foin, l'anthracite et le jumelage des trois des différents échantillons.

Les valeurs de la température varient entre **16,1** et **23,9 °C** (échantillons de 1 à 6) pour les différentes analyses effectuées en aval de l'ETP (Sable). On constate que la variation est saisonnière, elle est liée aux conditions climatiques régnantes.

Il faut noter que l'échantillon récupéré à la sortie de l'ETP est divisé en deux, le premier va passer par le foin puis par l'anthracite (jumelage), tandis que, le deuxième va passer uniquement par l'anthracite.

## Discussion des résultats

Pour comparer les résultats d'un même échantillon (ECH 1), la température en aval de l'ETP (**23,9 °C**) est supérieure à celle relevée en aval du Foin (**23,1 °C**) qui est à son tour supérieure à celle enregistrée après le jumelage (Jumelage des trois) (**18,5 °C**), alors que, la température en aval de l'antracite est de (**20,2 °C**). Bien que la prise de température des deux sous-échantillons ait été réalisée en même temps, les deux lectures sont différentes, cela peut être expliqué par le temps de séjour de l'échantillon dans les deux milieux (foin et anthracite) qui a donné des taux d'échange thermique différents. Dans notre cas, la température du premier et plus importante à celui du deuxième (l'antracite a une meilleure capacité d'échange thermique).



**Fig.5.4** Evolution de la température en aval du sable, foin, l'antracite et le jumelage des trois des différents échantillons. Comparés à la norme de rejet.

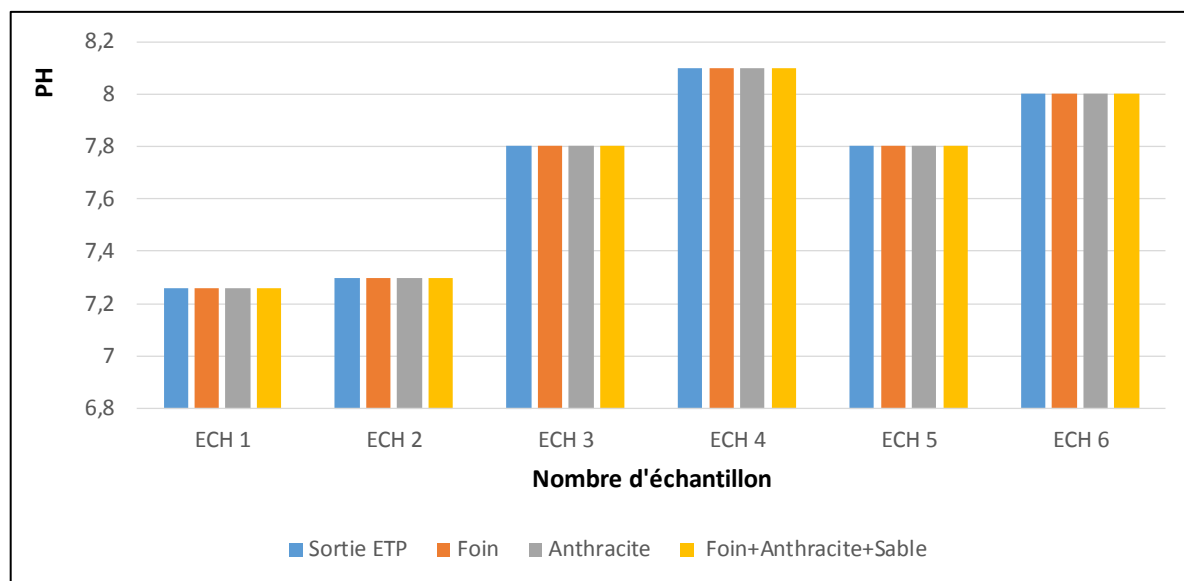
Comme nous pouvons voir sur la figure (figure 5.4), toutes les valeurs de la température en aval de tous les filtres (Sable, Foin, Anthracite, Jumelage) sont inférieures à la température maximale autorisée par la norme (30 °C).

### 1.3 Potentiel d'hydrogène (pH)

D'après la figure qui suit l'évolution du pH des rejets durant toute la période de l'étude a montré que les eaux en aval de l'ETP présentent des valeurs comprises entre **7,26** et **8,1**

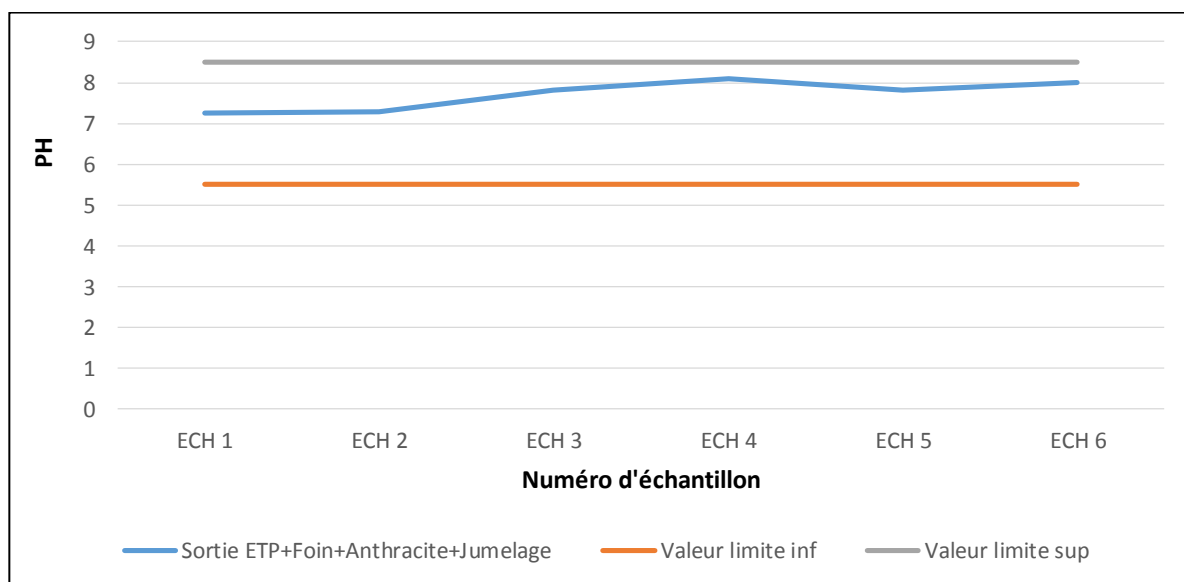
## Discussion des résultats

avec une valeur moyenne de **7,68**. (Les résultats de mesure du pH obtenus lors de notre étude sont résumés dans le tableau N°3 en annexe IV.



**Fig.5.5** Variation du pH en aval du sable, foin, l’anthracite et le jumelage des trois des différents échantillons.

On peut remarquer que, pour un même échantillon, le pH ne varie pas il est plutôt stagnant, cela peut prouver que le contact de l’eau avec les matériaux de filtration ne provoque pas une modification du pH.



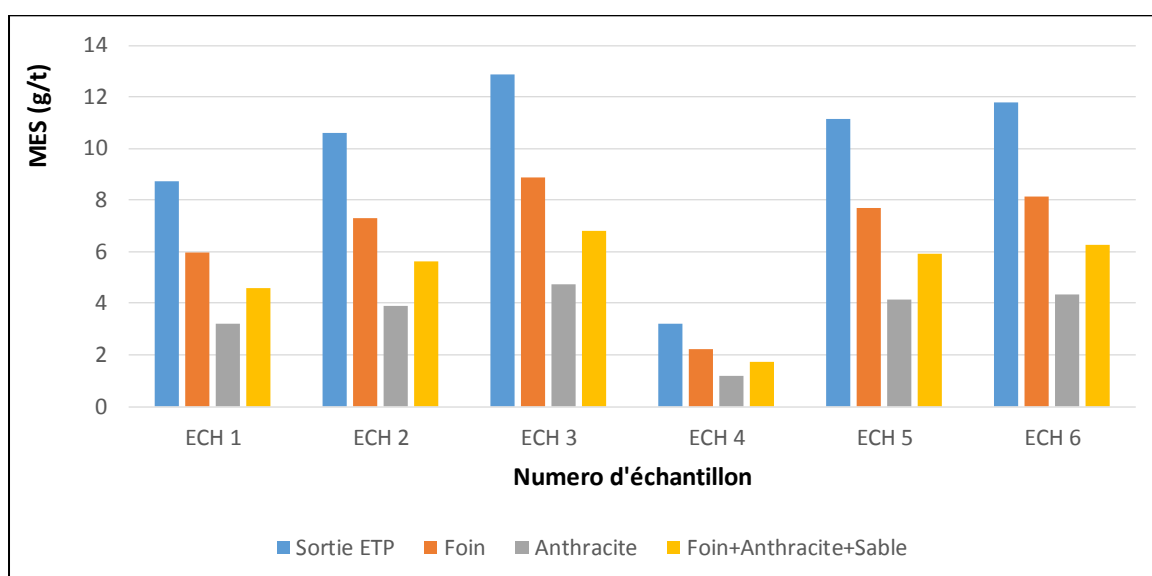
**Fig.5.6** Evolution du pH des eaux en aval du sable, foin, l’anthracite et le jumelage des trois des différents échantillons. ; comparés à la norme de rejet.

Il est à noter que, selon les résultats du pH de tous les échantillons, les rejets liquides de RA1G restent conformes à la norme (comprise entre **5,5** et **8,5**)

### 1.4 Matières en suspension (MES)

D'après la figure on remarque que les meilleurs résultats obtenus sont en aval de l'anhracite (exemple : 3,22 g/t dans l'échantillon N°1), par contre les valeurs obtenues en aval du jumelage sont plus importantes, cela peut être expliqué par le fait que le foin lors de sa dégradation devient un précurseur de MES. (Les résultats de mesure de MES sont résumés dans le tableau N°4 en annexe IV).

En terme de rendement, l'élimination de MES par l'anhracite est de **63,15%**, alors que le rendement du jumelage est de l'ordre de **46,68 %**.



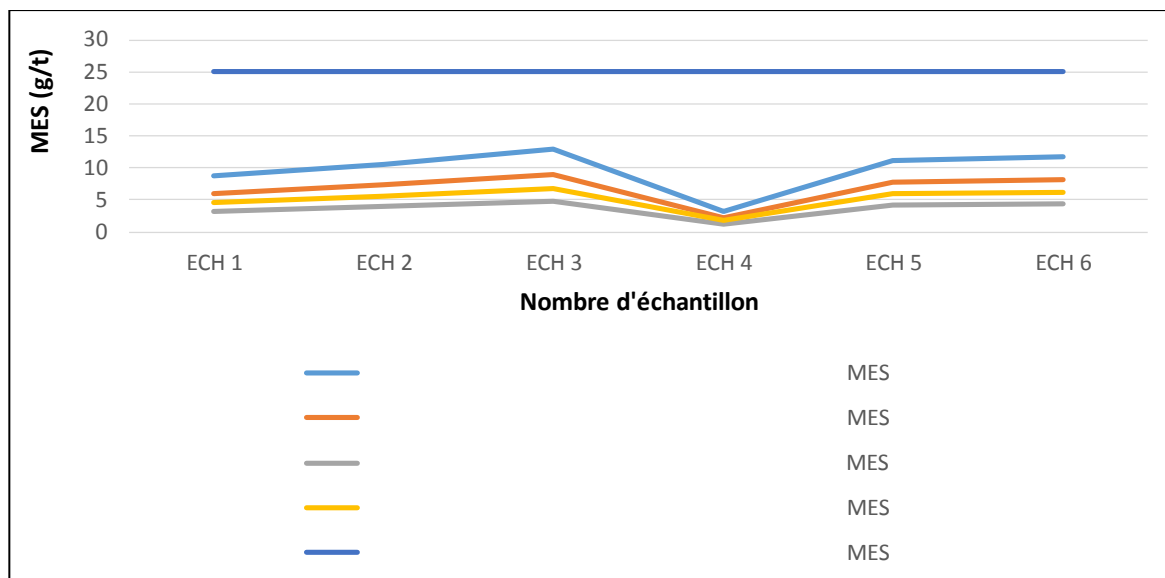
**Fig.5.7** Variation de MES en aval du sable, foin, l'anhracite et le jumelage des trois des différents échantillons.

La quantité de MES varie selon le régime d'écoulement des eaux. Elles sont strictement liées au débit des rejets. Par ailleurs, ces matières peuvent accumuler des quantités élevées de matières toxiques (Métaux, huiles, hydrocarbures... etc.).

Les teneurs en MES indiquent que l'effluent contient une quantité importante de particules insolubles et décantables.

La figure qui suit montre les variations de MES des différents échantillons en aval des différents filtres comparées à la norme de rejet.

## Discussion des résultats

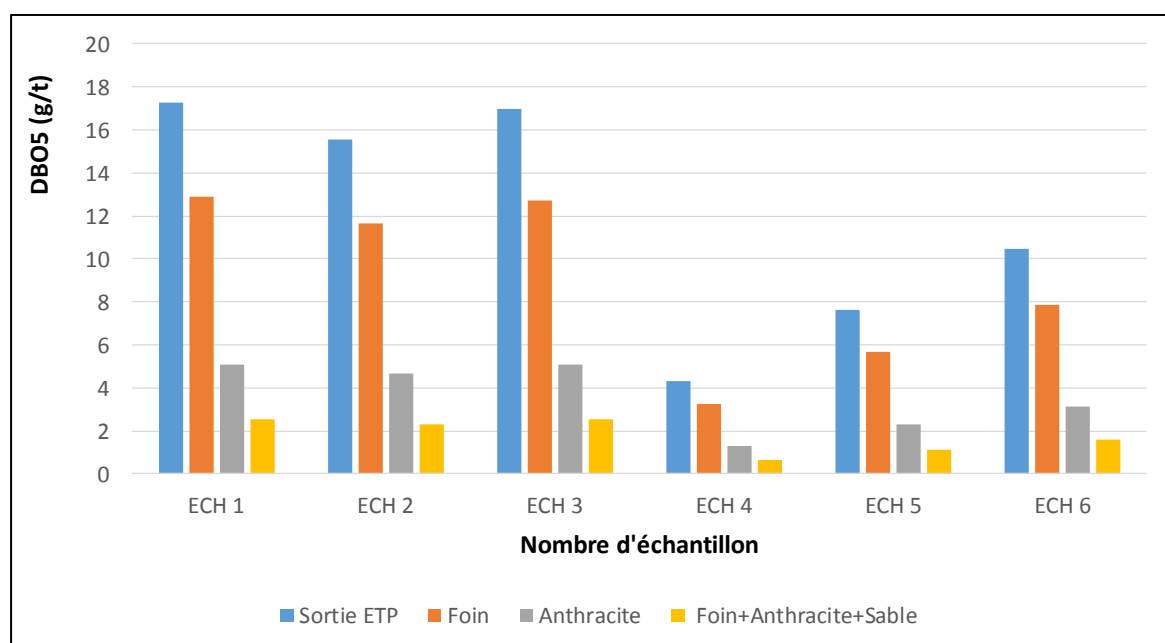


**Fig.5.8** Variation de MES en aval du sable, foin, l'antracite et le jumelage des trois des différents échantillons ; comparées à la norme de rejet.

D'après la figure, les teneurs en MES sont inférieures à la limite fixée par le décret fixée par le décret 06-141 qu'elle est à **25 g/t**.

### 1.5 Demande biochimique en oxygène DBO<sub>5</sub>

La figure qui suit montre l'évolution de ce paramètre dans la station du traitement des eaux résiduaires de la RA1G.

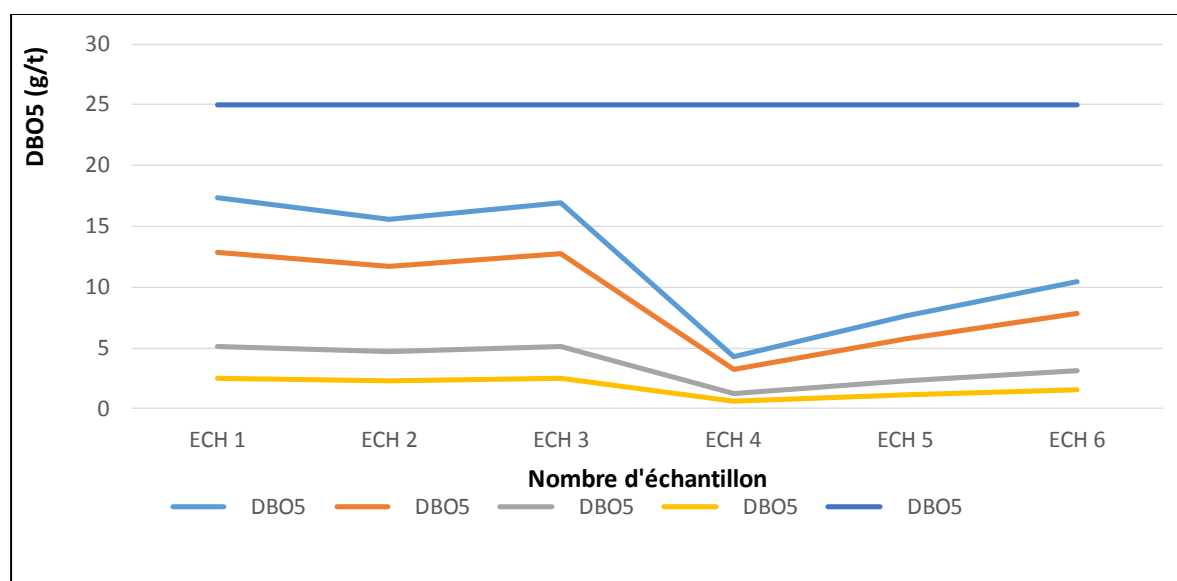


**Fig.5.9** Evolution de la DBO<sub>5</sub> en aval du sable, foin, l'antracite et le jumelage des trois des différents échantillons.

## Discussion des résultats

La quantité de la DBO<sub>5</sub> enregistrée en aval du filtre à foin est inférieure à celle de l'ETP (**12,88** et **17,3** g/t respectivement dans l'échantillon N° 1). Le résultat en aval de l'antracite est le meilleur des trois (**5,06** g/t) cela est dû au bon rendement de l'antracite (**70,75%**). Le jumelage donne un résultat encore meilleur de tous (**2,53** g/t), cette forte diminution en DBO<sub>5</sub> est en grande partie grâce à l'intervention de l'antracite. Les résultats de mesure de la DBO<sub>5</sub> sont résumés dans le tableau N°5 en annexe IV.

Les fluctuations des concentrations enregistrées dans les différents échantillons, sont dues aux opérations de purge effectuées avec des débits discontinus et à des fréquences irrégulières.



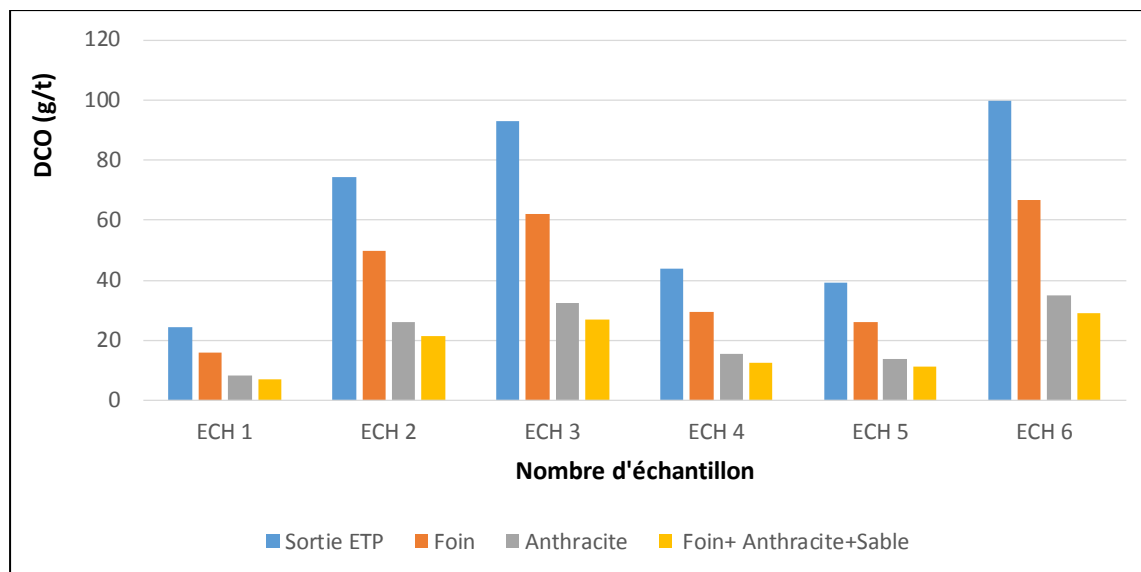
**Fig.5.10** Evolution de la DBO<sub>5</sub> des eaux en aval du sable, foin, l'antracite et le jumelage des trois des différents échantillons ; comparées à la norme de rejet.

La figure ci-dessus, illustre les teneurs de la DBO<sub>5</sub> des eaux enregistrées en aval des filtres de l'ETP, foin, anthracite et le jumelage. En termes de comparaison, les valeurs enregistrées respectent la norme fixée par le décret 06-141 (**25 g/t**).

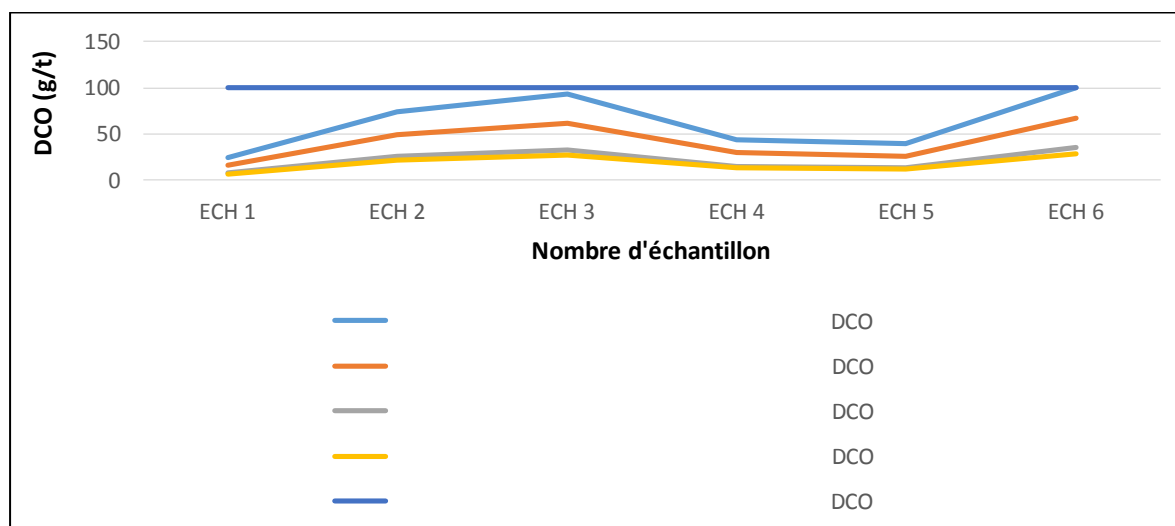
### 1.6 Demande chimique en oxygène (DCO)

D'après la figure (**Fig.5.11**), la quantité de la DCO enregistrée pour l'échantillon N°3 en aval du filtre à foin (**62,18** g/t) est inférieure à celle de l'ETP (**92,82** g/t). Le résultat en aval de l'antracite est le meilleur des trois (**32,48** g/t), cela est dû au bon rendement de l'antracite (**65,52%**) dans l'absorption des matières organiques. Le jumelage donne un résultat encore meilleur (**26,92** g/t), d'un rendement d'élimination (**73,08%**) grâce à l'intervention de l'antracite. Les résultats d'analyse de ce paramètre sont résumés dans le tableau N°6 en annexe IV,

## Discussion des résultats



**Fig.5.11** Evolution de la DCO en aval du sable, foin, l'anthracite et le jumelage des trois des différents échantillons.



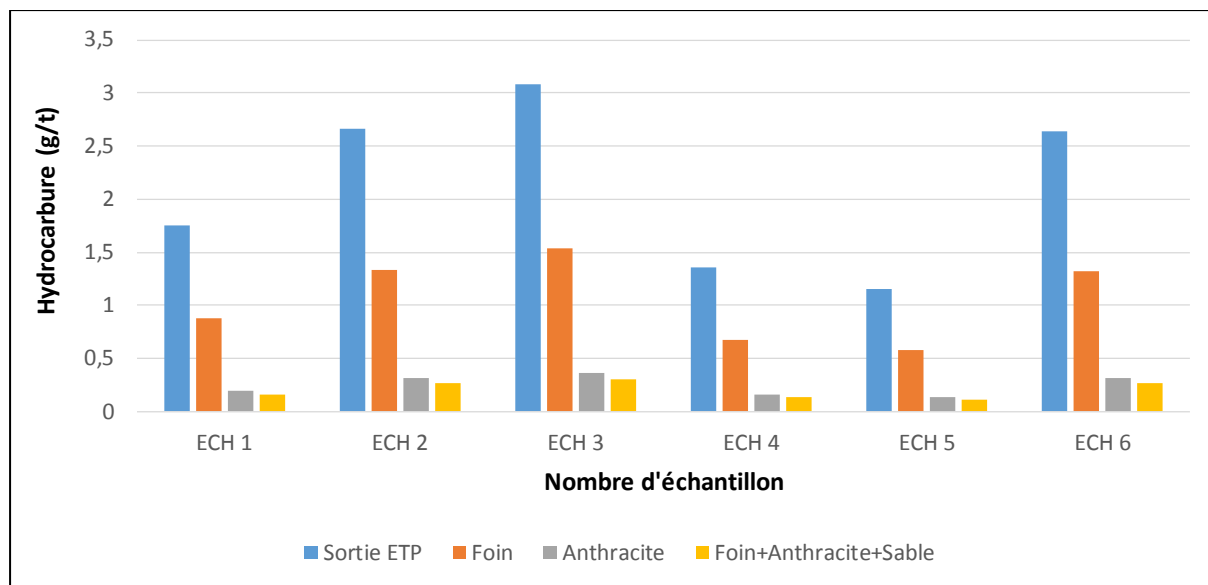
**Fig.5.12** Evolution de la DCO des eaux, en aval du sable, foin, l'anthracite et le jumelage des trois des différents échantillons ; comparées à la norme de rejet.

La figure montre que les teneurs de la DCO des eaux enregistrées en aval de tous les filtres, respectent largement la norme définie par le décret qui est fixée à **100 g/t**.

### 1.7 Hydrocarbures (HC)

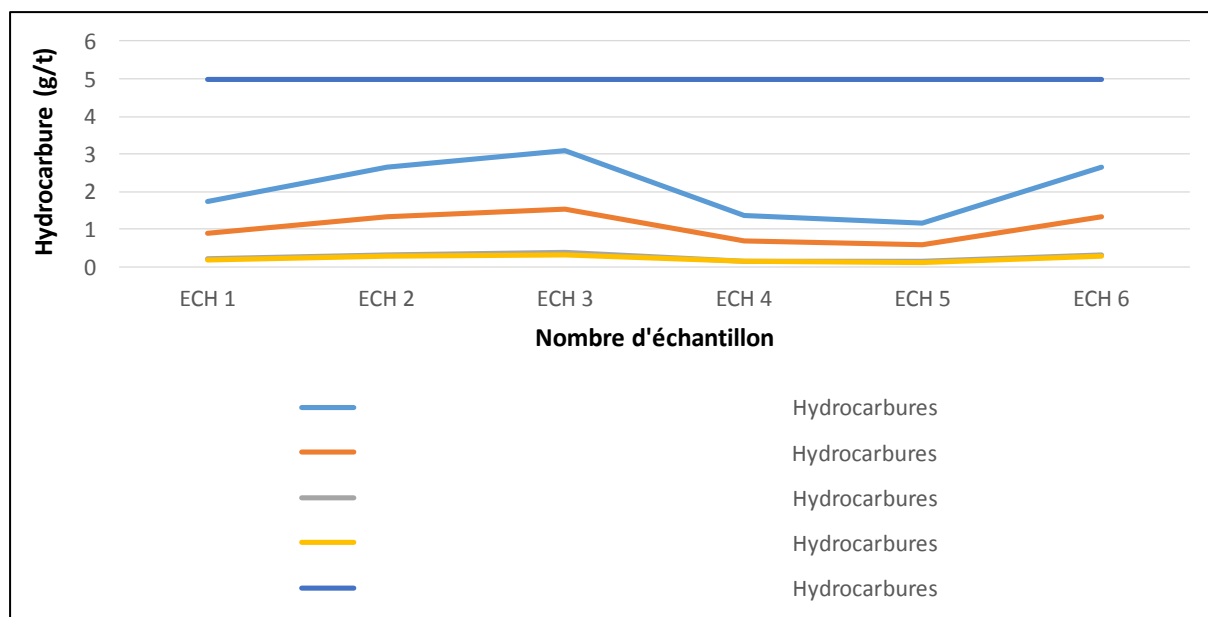
D'après la figure (figure 5.13), la quantité de HC enregistrée en aval du filtre à foin (**1,5405 g/t**) est inférieure à celle du filtre à sable (**3,081 g/t**) (Echantillon N°3). Le résultat en aval de l'anthracite est le meilleur des trois (**0,366 g/t**), cela est dû au bon rendement de l'anthracite (**99,63%**). Le jumelage donne un résultat encore meilleur (**0,3081g/t**), presque le même avec l'anthracite grâce à la contribution de ce dernier.

## Discussion des résultats



**Fig.5.13** Evolution des teneurs en HC des ER en aval du sable, foin, l’anthracite et le jumelage des trois des différents échantillons

Les résultats d’analyse des hydrocarbures sont résumés dans le tableau N°7 en annexe IV.



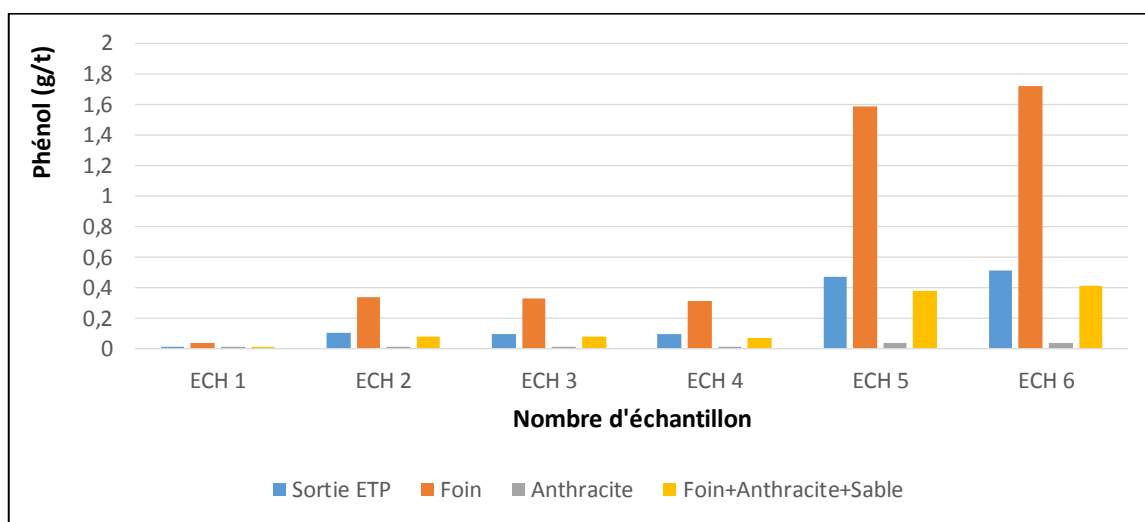
**Fig.5.14** Evolution des teneurs en HC des ER en aval du sable, foin, l’anthracite et le jumelage des trois des différents échantillons, comparées à la norme de rejet.

La figure montre que les teneurs des HC des eaux enregistrées en aval des filtres de l’ETP (sable), foin, anthracite et le jumelage, respectent largement la norme définie par le décret 06-141 qui est fixée à 5 g/t.

### 1.8 Phénol

D'après la figure (**figure 5.15**) les valeurs obtenues en aval du filtre à foin (**1,5845 g/t**) sont élevées que celles obtenues après la filtration par l'antracite (**0,0376 g/t**). Nous pouvons conclure que l'antracite a une grande tendance à éliminer les composés oxygénés notamment les phénols. Les résultats d'analyse du phénol sont résumés dans le tableau N° 8 en annexe IV.

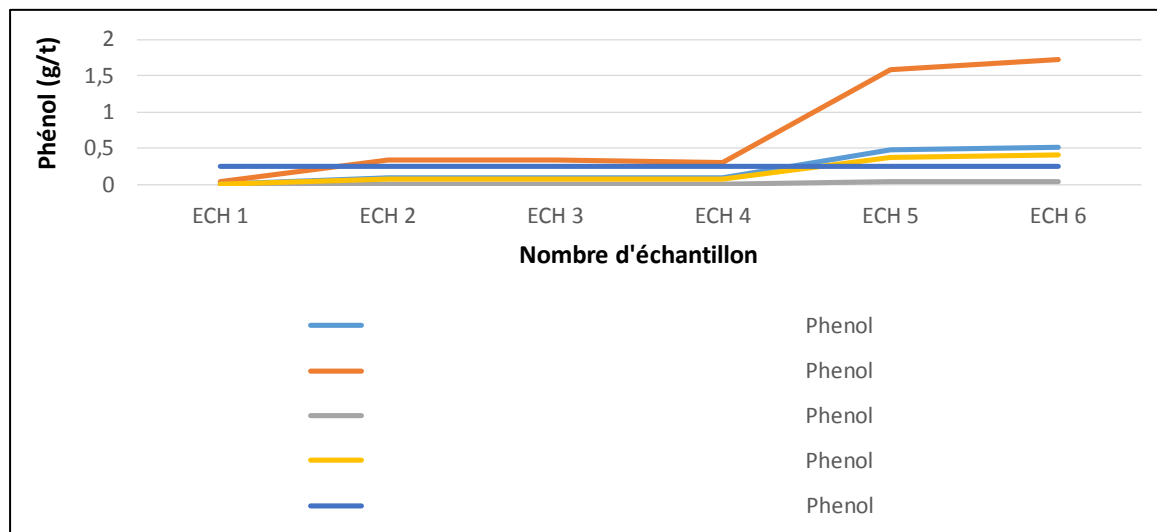
Il est à noter que le taux du phénol augmente après la filtration des échantillons dans le filtre à foin. Cela peut être expliqué par le fait que, lors de sa dégradation, le foin lui-même libère le phénol qu'il renferme. Le filtre à foin a un très mauvais rendement lors de l'élimination du Phénol, cependant, il reste un filtre de bonne efficacité pour les autres paramètres.



**Fig.5.15** Evolution des teneurs en phénols ; en aval du sable, foin, l'antracite et le jumelage des trois des différents échantillons.

La figure qui suit montre la variation des teneurs en phénols des eaux en aval du traitement par les filtres à foin et en aval du traitement par l'antracite comparées à la norme définie par le décret à une valeur de **0.25 g/t**.

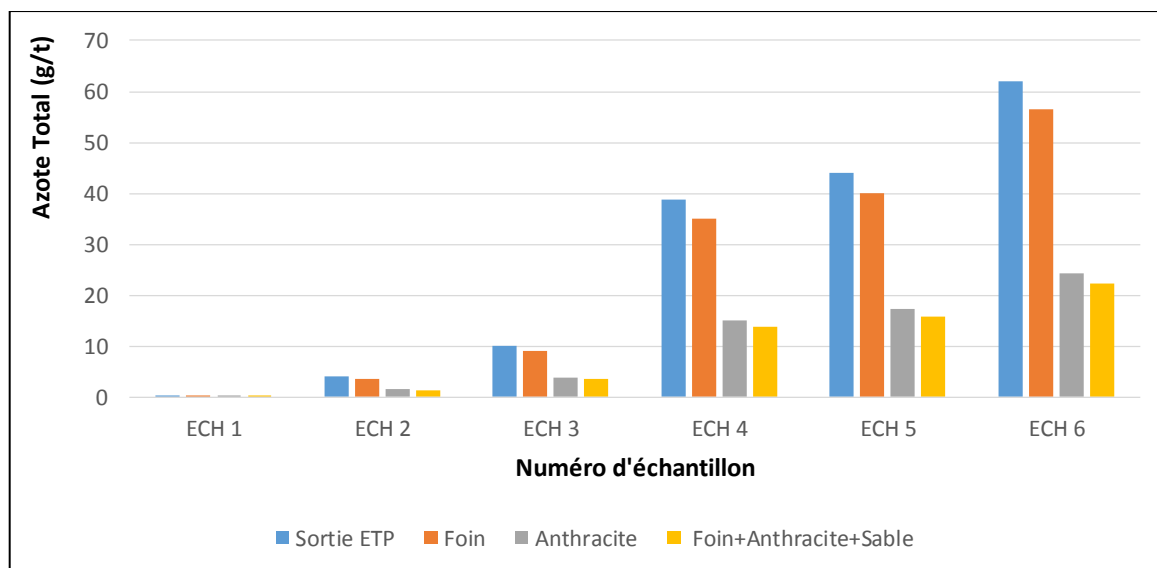
## Discussion des résultats



**Fig.5.16** Evolution des teneurs en phénols des ER en aval du sable, foin, l'anthracite et le jumelage des trois des différents échantillons ; comparées à la norme de rejet.

Comme la figure N° 5.16 nous montre, les teneurs en phénols présentes dans les eaux résiduaires en aval des filtres, respectent la limite définie par le décret 06-141 qui est fixée à **0,25 g/t**, notamment les valeurs enregistrées par le foin qui ont dépassés significativement la norme.

### 1.9 L'Azote Total (N)

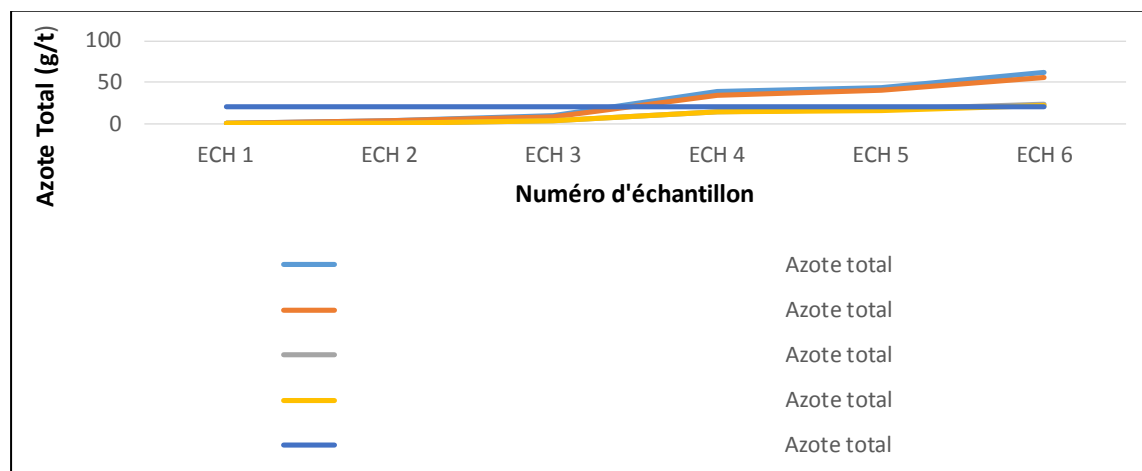


**Fig.5.17** Evolution des teneurs en Azote Total ; en aval du sable, foin, l'anthracite et le jumelage des trois des différents échantillons.

D'après la figure (5.17), les valeurs d'analyses de l'échantillon N°6) montrent que les résultats de l'Azote total obtenues en aval du foin (**56,42 g/t**) et en aval de l'ETP (**62 g/t**)

## Discussion des résultats

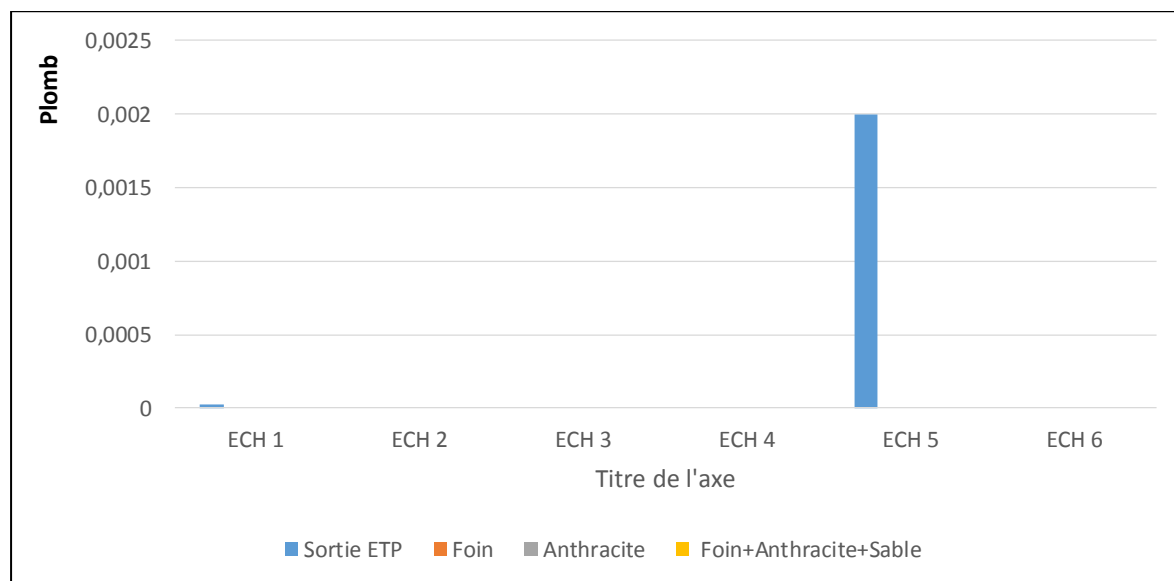
sont significativement supérieures à celles enregistrés en aval de l'anhracite (**24,18 g/t**) et du jumelage (**22,32 g/t**). Cela est grâce à l'efficacité de l'anhracite dans l'absorption de l'azote les résultats d'analyse de l'Azote sont résumés dans le tableau N° 9 en annexe IV.



**Fig.5.18** Evolution des teneurs en Azote Total des ER en aval du sable, foin, l'anhracite et le jumelage des trois des différents échantillons ; comparées à la norme de rejet.

Les valeurs obtenues en aval des filtres de (Sable, Foin) dépassent la limite fixée par la norme définie dans le décret 06-141 qu'elle est de l'ordre de 20 g/t. Cela est expliqué par la présence de l'urée qu'il en excès dans les eaux résiduaires (le procédé de traitement de l'ETP procède à introduire l'urée dans les eaux résiduaires dans le but de favorisé l'activité bactérienne).

### 1.10 Plomb (Pb)

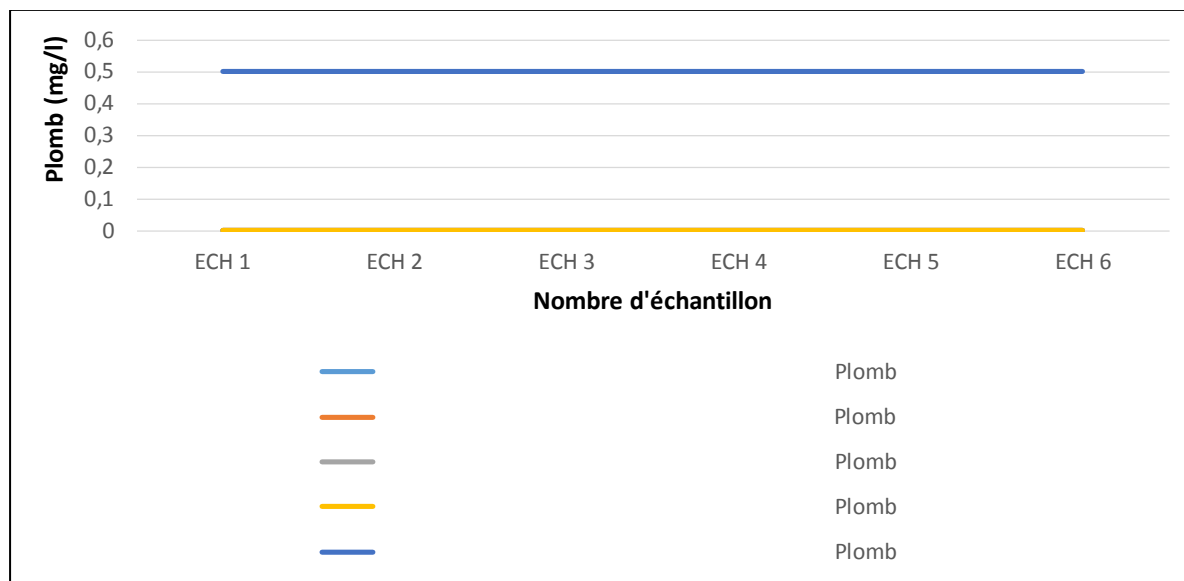


**Fig.5.19** Evolution des teneurs en plomb en aval du sable, foin, l'anhracite et le jumelage des trois des différents échantillons.

## Discussion des résultats

La présence du Plomb dans les eaux résiduaires de la raffinerie est négligeable. La figure ci-dessus (figure 5.19) nous montre des teneurs en plomb qui varient entre **0 à 0,0025 mg/l**, en aval de tous les filtres.

L'absence du Plomb est due à la mise en arrêt de l'Unité 200 (en cours de démantèlement), car actuellement, la raffinerie fabrique uniquement de l'essence Sans Plomb. Les résultats d'analyses sont représentés dans le tableau N°10 en annexe IV.



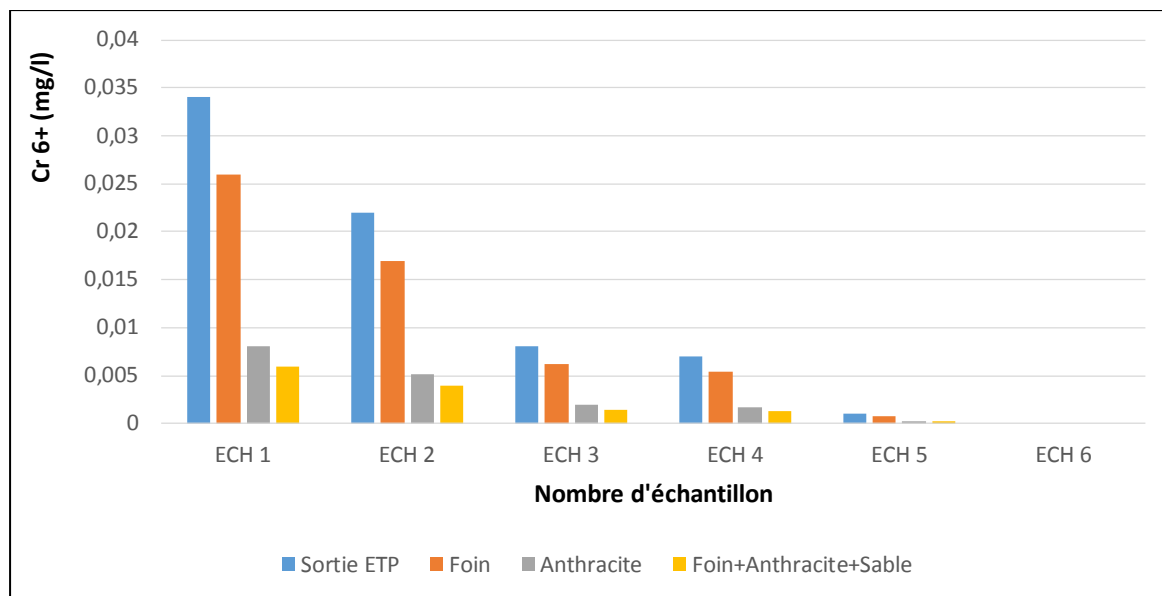
**Fig.5.20** Evolution des teneurs en Pb en aval du sable, foin, l'anhracite et le jumelage des trois des différents échantillons ; comparées à la norme de rejet.

Les eaux à la sortie de L'ETP renferment des teneurs négligeables en Plomb (état de traces) et respectent la norme fixée par le décret 06-141 qui est **0.5 mg/l**, comme il est montré dans la figure ci-dessus (Figure 5.20).

### 1.11 Chrome hexavalent ( $\text{Cr}^{6+}$ )

D'après la figure (**figure 5.21**), Les teneurs du  $\text{Cr}^{6+}$  varient en aval des filtres. Cependant nous enregistrons en aval du sable (0,034 mg/l) et par le foin (0,026 mg/l) des teneurs élevées, par rapport à l'aval du l'anhracite (0,008 mg/l) et par le jumelage (0,006 mg/l) (ECH1). Ce dernier ça pourrait être expliqué par l'utilisation des composés anticorrosion comme le film+ additif chimique qui sont riches en chrome.

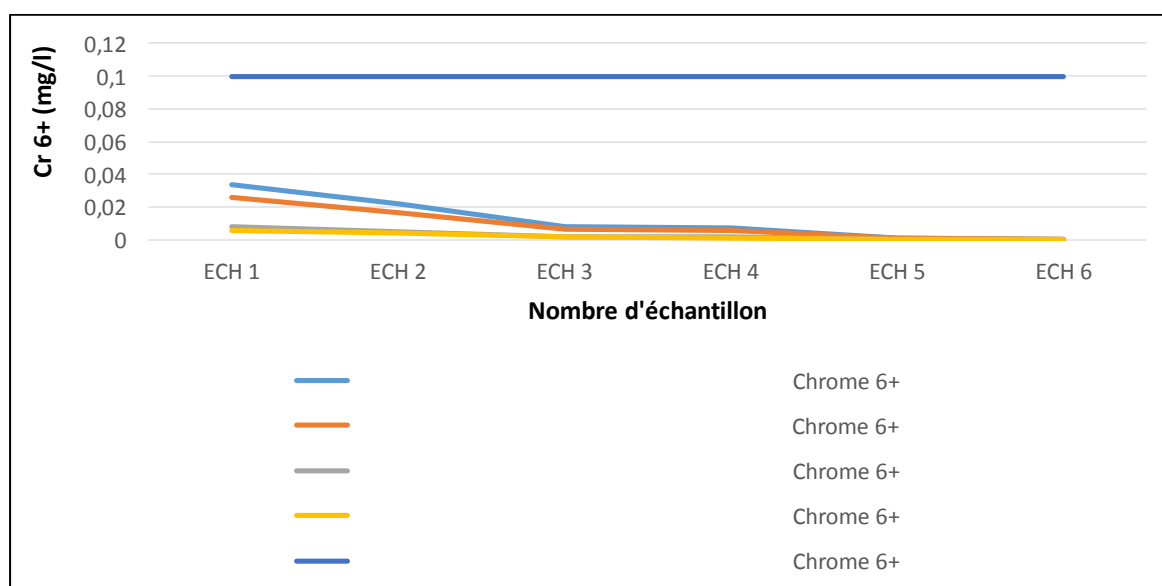
## Discussion des résultats



**Fig.5.21** Evolution des teneurs en Cr<sup>6+</sup> en aval du sable, foin, l'anthracite et le jumelage des trois des différents échantillons.

Certains composés du chrome sont quelquefois ajoutés à l'eau industrielle de refroidissement comme éléments anticorrosion (**RODIER, 2009**).

La figure suivante montre l'évolution du Cr<sup>6+</sup> des eaux après filtration par foin et anthracite comparées à la norme de rejet, qui est fixée par une valeur de **0,1 mg. L<sup>-1</sup>**. Les résultats de la mesure des teneurs en chrome dans les eaux du bassin de traitement. Sont résumés dans le tableau N°11 en annexe IV.



**Fig.5.22** Evolution des teneurs en Cr<sup>6+</sup> en aval du sable, foin, l'anthracite et le jumelage des trois des différents échantillons ; comparées à la norme de rejet.

## Discussion des résultats

Nous remarquons d'après les résultats montrés sur la figure, que les eaux en aval des filtres respectent la norme de rejet définie par le décret.

### **Conclusion**

Les résultats d'analyse des paramètres globaux des effluents liquides de la raffinerie RA1G, montrent que celle-ci rejette une eau épurée de qualité satisfaisante ; sachant qu'une eau épurée n'est considérée comme telle que lorsqu'elle respecte les normes de rejets, ce qui est le cas pour tous les paramètres étudiés.

Les valeurs limites de rejet pour les paramètres suivants : débit, DBO<sub>5</sub>, DCO, MES, phénols et hydrocarbures ; sont des flux spécifiques c'est-à-dire des flux journaliers rapportés à la quantité de brut traitée à la journée.

D'après les meilleurs résultats obtenus après le traitement par le jumelage des trois (Sable, Foin, Anthracite) et parfois l'anthracite, nous concluons que celles-ci ce sont des excellents filtrant et adsorbant grâce à leurs porosités ; permettant de piéger les différents polluants donc obtention des eaux bien épurées mieux que celles traitées par le sable et le foin.



Conclusion générale

### Conclusion générale

Cette étude a été réalisée dans le but de faire un aperçu sur la raffinerie de Sidi R'cine, Baraki, Alger. Le but principal était de déterminer l'efficacité des Géomatériaux utilisés dans la filtration des ER de la raffinerie.

Les objectifs de l'étude ont été divisés en plusieurs tâches, à savoir : estimer le taux de pollution que contiennent les ER de la raffinerie ; évaluer ses impacts de ces rejets sur le milieu naturel ; comparer les résultats de la filtration avec la norme définie par le décret N° **06-141** ; Comparer les résultats de la filtration par le Sable utilisée au sein de la raffinerie, avec les autres méthodes basées sur le foin, l'antracite, et le jumelage des trois respectivement.

Pour atteindre les objectifs de l'étude, nous avons effectué un séjour au sein de la raffinerie d'Alger « RA1G » où une étude détaillée du procédé de raffinage a été effectuée, ensuite, la description du mode de fonctionnement de la station de traitement des effluents de la raffinerie dite « l'ETP » a été réalisée. En troisième lieu, nous avons abordé les analyses et le mode opératoire, en décrivant les principales étapes à suivre dans le protocole d'analyse.

Pour le travail du laboratoire, plusieurs paramètres physicochimiques ont fait l'objet de cette étude, à savoir : la **température, pH, DCO, DBO<sub>5</sub>, MES, Pb, Cr<sup>6+</sup>**, en plus de ces paramètres, on trouve les paramètres spécifiques à la raffinerie : **Phénols et hydrocarbures**.

Les échantillons analysés ont été récupérés directement à la sortie de l'ETP (sont déjà filtrés par le « sable »). Ces échantillons ont été ensuite divisés en deux pour les traiter par le « foin » et « l'antracite » parallèlement. L'échantillon filtré par le « foin » va subir à la fin une dernière filtration par « l'antracite » (cette dernière étape est le traitement appelé « jumelage »).

Les résultats d'analyses nous ont permis de tracer l'évolution de ces paramètres en fonction des échantillons résumés comme montré dans le dernier chapitre « résultats et discussion ».

Au terme de cette étude, et à partir des résultats obtenus des échantillons prélevés et leurs interprétations, nous espérons avoir atteint l'objectif de notre étude et de conclure avec les points suivants :

## Conclusion générale

- L'évacuation des Eaux Résiduaires Industrielles (ERI) de la raffinerie « RA1G » sans traitement préalable, provoquera une pollution grave sur l'environnement et une perturbation irréversible des écosystèmes en raison de la nature des polluants qui existent dans ces eaux, et de leur concentration ;
- La filtration des ERI au niveau de l'ETP (à base de sable) répond largement aux exigences environnementales définies dans le Décret 06-141, mais ces résultats peuvent être améliorés ;
- La filtration des ERI par l'antracite, présente des rendements d'élimination plus importants par rapport au « sable » et au « foin » avec des teneurs beaucoup plus basses en termes de polluants contenus dans les ERI ;
- L'utilisation du jumelage des trois méthodes semble être la meilleure méthode, mais la raison est clairement l'usage de l'antracite car sa contribution dans le processus de filtration est significative comme les résultats nous ont montrés ;
- L'antracite présente une forte capacité d'adsorption des micropolluants et surtout les hydrocarbures et les métaux lourds ;
- Le jumelage des trois méthodes (sable, foin, antracite) présente le meilleur mode de traitement dans lequel, chaque matériau joue un rôle spécifique pour améliorer filtration finale des ERI.



**Recommandation**

## RECOMMANDATION

**Tableau 6.1 :** Recommandation

Les Filtres	le coût	Avantages	Inconvénients	Observation
<b>Filtre à sable</b>	<b>3000 DA/tonne</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- <b>Nettoyage de l'eau :</b> Retient les saletés et améliore la qualité de l'eau.</li> <li>- <b>Coût abordable :</b> Moins cher à installer et à entretenir.</li> <li>- <b>Facile à entretenir :</b> Son entretien régulier est simple.</li> <li>- <b>Durable :</b> Peut durer longtemps avec un bon entretien.</li> <li>- <b>Polyvalent :</b> Fonctionne pour différents types de traitement des eaux.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- <b>Besoin d'espace :</b> Prend beaucoup de place.</li> <li>- <b>Sable qui se dégrade :</b> Le sable utilisé peut se casser et nécessiter un remplacement.</li> <li>- <b>Limitations de filtration :</b> Ne peut pas traiter toutes les tailles de particules.</li> <li>- <b>Risque de colmatage :</b> Peut se boucher avec le temps.</li> <li>- <b>Après usage :</b> Il est considéré comme sable contaminé nécessite un traitement.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- <b>Taille des grains :</b> La granulométrie du sable influence l'efficacité de la filtration.</li> <li>- <b>Débit :</b> Réguler le débit pour éviter le colmatage et assurer une filtration efficace.</li> <li>- <b>Profondeur du lit de sable :</b> Suffisamment profond pour capturer les particules, mais sans trop restreindre le débit.</li> <li>- <b>Entretien :</b> Nettoyage régulier pour prévenir l'encrassement.</li> <li>- <b>Qualité du sable :</b> Utiliser du sable propre et de bonne qualité pour une meilleure performance.</li> </ul>
<b>Filtre à foin</b>	<b>800 DA/Botte</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- <b>Efficace :</b> Retient les impuretés et améliore la qualité de l'eau.</li> <li>- <b>Naturel :</b> Utilise un matériau naturel et renouvelable.</li> <li>- <b>Abordable :</b> Coût initial et d'entretien bas.</li> <li>- <b>Polyvalent :</b> Adapté à différents types d'effluents et de situations.</li> <li>- <b>Facile à entretenir :</b> Maintenance simple et peu coûteuse.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- <b>Durabilité limitée :</b> Le foin peut se décomposer plus rapidement que d'autres matériaux de filtration.</li> <li>- <b>Risque de colmatage :</b> Peut se boucher facilement, nécessitant un nettoyage fréquent.</li> <li>- <b>Limitation de taille des particules :</b> Ne peut pas traiter efficacement les particules très fines.</li> <li>- <b>Renouvellement régulier :</b> Le foin doit être remplacé périodiquement, ce qui peut augmenter les coûts d'entretien.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- <b>Adsorption des matières organiques :</b> Le foin aide à éliminer les matières organiques dissoutes.</li> <li>- <b>Risque de dégradation :</b> Le foin peut se décomposer et nécessiter un remplacement régulier.</li> <li>- <b>Compatibilité :</b> Assurer que le foin est compatible avec les autres matériaux de filtration.</li> <li>- <b>Source de contamination :</b> Le foin peut</li> </ul>

RECOMMANDATION

				introduire des contaminants biologiques s'il n'est pas propre.
<b>Filtre à l'anthracite</b>	<b>220000 DA/tonne</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- <b>Efficacité de filtration élevée :</b> Capture efficacement les particules et les impuretés présentes dans les effluents.</li> <li>- <b>Longue durée de vie :</b> Matériau durable nécessitant moins de remplacement et d'entretien fréquent.</li> <li>- <b>Résistance au colmatage :</b> Réduit la fréquence des nettoyages grâce à sa capacité à résister au colmatage.</li> <li>- <b>Réduction de l'utilisation de produits chimiques :</b> Nécessite moins de produits chimiques pour le processus de traitement, ce qui diminue les coûts opérationnels et l'impact environnemental.</li> <li>- <b>Polyvalence :</b> Convient au traitement d'une large gamme d'effluents.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- <b>Nécessité de maintenance fréquente :</b> Le filtre doit être nettoyé régulièrement pour maintenir son efficacité.</li> <li>- <b>Risque de colmatage :</b> Il existe un risque que le filtre se bouche, ce qui peut réduire son débit et son efficacité de filtration.</li> <li>- <b>Coûts initial élevé :</b> La mise en place d'un filtre à l'anthracite peut nécessiter un investissement financier initial important.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- <b>Efficacité de filtration :</b> Capte les particules fines et améliore la clarté de l'eau.</li> <li>- <b>Durabilité :</b> Matériau durable nécessitant moins de remplacement fréquent.</li> <li>- <b>Compatibilité :</b> Fonctionne bien en combinaison avec d'autres matériaux filtrants.</li> <li>- <b>Entretien :</b> Nécessite un nettoyage périodique pour éviter l'encrassement.</li> <li>- <b>Disponibilité :</b> Assurer la disponibilité de l'anthracite de haute qualité pour une performance optimale.</li> </ul>
<b>Jumelage des trois (Sable, Foin, Anthracite)</b>	<b>223800 DA</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- <b>Filtration multi-étage :</b> Chaque matériau joue un rôle spécifique dans la filtration. Le sable retient les particules plus grosses, L'anthracite capture les particules plus fines et le foin aide à absorber les matières organiques dissoutes. Cette approche multi-étage améliore l'efficacité globale de la filtration.</li> <li>- <b>Efficacité de filtration :</b> Capture une large gamme de</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- <b>Encrassement rapide :</b> Les filtres peuvent se boucher rapidement, nécessitant un nettoyage fréquent.</li> <li>- <b>Maintenance :</b> Les différentes couches exigent un entretien régulier et potentiellement complexe.</li> <li>- <b>Espace requis :</b> Le système peut être volumineux, nécessitant un espace considérable pour son installation.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- <b>Granulométrie et porosité :</b></li> <li>- <b>Sable :</b> Assure une filtration mécanique efficace grâce à sa granulométrie fine et sa porosité élevée.</li> <li>- <b>Foin :</b> Offre une filtration biologique et aide à la décomposition de la matière organique, mais sa porosité et sa granulométrie sont plus irrégulière.</li> <li>- <b>Anthracite :</b></li> </ul>

## RECOMMANDATION

		<p>particules et de contaminants.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- <b>Réduction des matières organiques :</b> Le foin adsorbe efficacement les matières organiques dissoutes.</li> <li>- <b>Amélioration de la clarté de l'eau :</b> Elimine les matières en suspension, rendant l'eau plus claire.</li> <li>- <b>Durée de vie prolongée :</b> Les différents matériaux répartissent la charge de travail, réduisant l'usure.</li> <li>- Polyvalence : Adapté à divers types d'effluents, y compris municipaux et industriels.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- <b>Coût initial :</b> L'installation initiale peut être coûteuse en raison de la complexité du système.</li> <li>- <b>Disponibilité des matériaux :</b> Le foin et l'anthracite peuvent ne pas être facilement disponible partout.</li> <li>- <b>Dégradation du foin :</b> Le foin peut se dégrader et nécessiter un remplacement plus fréquent que le sable ou l'anthracite.</li> </ul>	<p>Contribue à la filtration chimique en adsorbant les contaminants organiques et certains métaux lourds, avec une granulométrie souvent plus grossière que le sable.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- <b>Compatibilité chimique et biologique :</b> Assurer que les matériaux utilisés sont compatibles avec les types d'effluents traités, évitant ainsi toute réaction ou prolifération de micro-organismes nuisibles.</li> </ul>
--	--	---	---	--

## Références bibliographiques

**AMIARD, J-C. (2011).** *Les risques chimiques environnementaux : Méthodes d'évaluation et impacts sur les organismes*. Paris : Lavoisier. 782 p.

**AMINOT, A., CHAUSSEPIED, M. (1983).** *Manuel des analyses chimiques en milieu marin*. France : CNEXO. 395 p.

**ARBI, S., AYED-KRALFA, S. (2014).** *Etude et suivi des effluents liquides dans l'unité de traitement du complexe GPI/Z* [En ligne]. Mémoire de master. Science et technologie. Oran :

:

USTOMB. [Consulté le 22 février 2016]. Disponible sur le web :

<<http://web.univ-usto.dz/fac-chimie/images/CIE/AYEDKRALFASoumia.pdf>>.

**AYRAL, C. (2009).** *Elimination des polluants aromatiques par oxydation catalytique sur charbon actif* [En ligne]. Thèse de doctorat. Génie des procédés et de l'environnement.

Toulouse : Université de Toulouse. [Consulté le 18 avril 2016]. Disponible sur le web :

<<http://ethesis.inp-toulouse.fr/archive/00000931/01/ayral.pdf>>.

**BENALLAOU, S. (2013).** *Suivi de la qualité physico-chimique des effluents de la station d'épuration des eaux usées « domestiques » de Béni Messous : Traitement complémentaire par photo-catalyse*. Mémoire de magister. Océanographie- climatologie. Alger : ENSSMAL, 109 p.

**BENTAYEB, K., CHARCHAR, A. (2014).** *L'optimisation de la nouvelle unité de traitement des effluents de la raffinerie d'Arzew et l'étude de sa compatibilité avec les normes*. Mémoire de master. Ingénierie biomoléculaire. Oran : USTMBO, 88 p.

**BENZIDAN, M., MOUSSA, M. (2014).** *L'optimisation de la nouvelle unité de traitement des effluents de la raffinerie d'Arzew et l'étude de sa compatibilité avec les normes* [En ligne]. Mémoire de master. Ingénierie biomoléculaire. Oran : USTOMB. [Consulté le 17 mars 2016]. Disponible sur le web :

<<http://web.univ-usto.dz/fac->

[chimie/images/biblio/IBM/BENZIDANE%20Mohamed%20MOUSSA%20M%E2%80%99ba rek%20abdeldjalil.pdf](http://web.univ-usto.dz/fac-chimie/images/biblio/IBM/BENZIDANE%20Mohamed%20MOUSSA%20M%E2%80%99ba rek%20abdeldjalil.pdf)>.

**BERNE, F., CORDONIER, J. (1991).** *Traitement des eaux*. Paris : Technip. 306 p.

**BLIEFERT, C., PERRAUD, R. (2001).** *Chimie de l'environnement : Air, Eau, Sols, Déchets*. France : De Boeck. 477 p.

**BLINDA, M. (2007).** *Pollution tellurique du littoral nord-ouest du Maroc entre Tanger et Tétouan : Caractérisation, impact sur l'environnement et proposition de solutions* [En ligne]. Thèse de doctorat. Géoenvironnement. Maroc : Facultés des sciences Rabat.

[Consulté le 20 juin 2016]. Disponible sur le web :

<[http://toubkal.imist.ma/bitstream/handle/123456789/1778/THESE\\_BLI.:jsessionid=D1A4321D7B44F19FF49324026FACC777?sequence=1](http://toubkal.imist.ma/bitstream/handle/123456789/1778/THESE_BLI.:jsessionid=D1A4321D7B44F19FF49324026FACC777?sequence=1)>.

**BRUNO, J. (2000-2004).** *Pollution industrielle, solutions européennes : Les technologies propres* [En ligne]. Bruxelles : Commission européenne. [Consulté le 5 mai 2016].

Disponible sur le web :

<[http://ec.europa.eu/environment/life/publications/lifepublications/lifefocus/documents/cleantech\\_fr.pdf](http://ec.europa.eu/environment/life/publications/lifepublications/lifefocus/documents/cleantech_fr.pdf)>.

**CALAMARI, D., NAEVE, H. (1994).** *La pollution dans l'environnement aquatique africain : Rapport technique du CPCA* [En ligne]. Rome : FAO. [Consulté le 5 février 2016].

Disponible sur le web : <<http://www.fao.org/docrep/005/v3640f/v3640f00.HTM>>.

**CAO, B., NAGARAJAN, K., LOH, K-C (2009).** Biodegradation of aromatic compounds: current status and opportunities for biomolecular approaches. *Appl Microbial Biotechnol* [en ligne], Vol. 2, N° 85, p. 207-228, [Consulté le 3 avril 2016]. Disponible sur le web:

<<https://tel.archives-ouvertes.fr/tel-00596847/file/doc00005291.pdf>>.

**CHERFAOUI, A. (2002).** Etude de traitement des eaux résiduaires de la raffinerie de pétrole d'Alger. *Proceedings of international symposium on environmental pollution control and waste management* [En ligne], Vol. 2, p. 847-856, [Consulté le 27 juillet 2016].

Disponible sur le web :

<<http://www.geocities.jp/epcowmjp/EPCOWM2002/847-856CHERFAOUI.pdf>>.

**CLAUDE, F. (2011).** *Approche scientifique et pratique*. 6<sup>e</sup> éd. Paris : Lavoisier. 215 p.

**DEGREMONT, G. (1978).** *Mémento technique de l'eau*. 8<sup>e</sup> éd. Paris : Lavoisier. 1200 p.

**DEGREMONT, G. (2005).** *Mémento technique de l'eau : Tome 1*. 10<sup>e</sup> éd. Paris : Lavoisier. p. 3-38.

**DESJARDINS, R. (1997).** *Le traitement des eaux*. 2<sup>e</sup> éd. Montréal : Presses internationales polytechnique. 304 p.

**GAUDU, F. (2014).** *Bioremédiation des sols pollués aux hydrocarbures : les hydrocarbures aromatiques et les alcanes*. Mémoire de master. Biologie. France : Université de Rennes 1, 116 p.

**GAUJOUS, D. (1995).** *La pollution des milieux aquatiques : aide-mémoire*. Paris : Lavoisier. p. 16-19.

**GILLES, P. (1999).** Lutte contre la pollution de l'eau : Finition à haute performances. *T*

**GREGORIO, C., PIERRE-MARIE, B. (2007).** *Traitement et épuration des eaux industrielles polluées*. France : Serlabo Technologies. 281 p.

**GROSCLAUDE, G. (1999).** *L'eau : Usages et polluants* [En ligne]. France : Quae. [Consulté le 25 mars 2016]. Disponible sur le web : [https://books.google.dz/books?id=KMWJ84uE2pwC&printsec=frontcover&hl=fr&source=gs\\_ge\\_summary\\_r&cad=0#v=onepage&q&f=false](https://books.google.dz/books?id=KMWJ84uE2pwC&printsec=frontcover&hl=fr&source=gs_ge_summary_r&cad=0#v=onepage&q&f=false).

**GUEDDAH, D. (2003).** *Evaluation de la pollution industrielle et urbaine dans la région de echnique de l'ingénieur Environnement*. Vol. 3, N° G6050, 12 p.

*Skikda : impact sur l'écosystème marin côtier*. Mémoire de magister. Ecosystèmes côtiers et ressources vivantes. Annaba : Université Badji-Mokhtar, 145 p.

**GUERNICHE, Y., HORRI, W. (2015).** *Elimination du phénol par le charbon actif à base de noyau d'olive*. Mémoire d'ingénieur. Environnement. Alger: ENSSMAL, 111 p.

**JANKOVIC, S. (1974).** *Manuel de chimie de l'environnement* [En ligne]. Genève: Organisation Mondiale de la Santé. [Consulté le 21 avril 2016]. Disponible sur le web : [http://apps.who.int/iris/bitstream/10665/36987/1/WHO\\_OFFSET\\_11\\_\(chp1-chp5\)\\_fre.pdf](http://apps.who.int/iris/bitstream/10665/36987/1/WHO_OFFSET_11_(chp1-chp5)_fre.pdf).

**JORA. (2016).** *Journal Officiel de la République Algérienne* [En ligne]. N°26, [Consulté le 18 juin 2016]. Disponible sur le web : <http://www.joradp.dz/HAR/Index.htm>.

**JORA. (1993).** *Journal Officiel de la République Algérienne* [En ligne]. N°46, [Consulté le 18 juin 2016]. Disponible sur le web : <http://www.joradp.dz/FTP/jofrancais/2016/F2016046.pdf>.

**KADA, N., BAHHOU, D. (2014).** Analyses des effluents des différents types d'unités de raffinage au niveau de la raffinerie SAMIR. *European scientific journal* [En ligne], Vol.10, N°21, [Consulté le 31 Aout 2016]. Disponible sur le web : <http://eujournal.org/index.php/esj/article/viewFile/3854/3684>.

**KOLLER, E. (2004).** *Traitement des pollutions industrielles : eau, air, déchets, sols, boues*. Paris : Dunod. 424 p.

**LACOURLY, G. (1971).** Les pollutions radioactives que faut-il en penser. *Revue Forestière Française* [en ligne], N° 23, p. 331-343, [consulté le 15 mai 2016]. Disponible sur le web : [http://documents.irevues.inist.fr/bitstream/handle/2042/20498/RFF\\_1971\\_3\\_331.pdf?sequence=1](http://documents.irevues.inist.fr/bitstream/handle/2042/20498/RFF_1971_3_331.pdf?sequence=1).

**LAROUCI-ROUBAT, R., BOUCHELAGHEM, S. (2010).** *Valorisation des boues issues de nettoyage des bacs du pétrole brut*. Mémoire d'ingénieur. Génie de **LEFEBVRE, G. (1978).** *Chimie des hydrocarbures* [En ligne]. Paris : Technip et institut français du pétrole. [Consulté le 12 avril 2016]. Disponible sur le web : <https://books.google.dz/books?id=WDzbf->

[nSTWMC&pg=PA1&lpg=PA1&dq=chimie+des+hydrocarbures+LEFEBVRE,+G.&source=bl&ots=QExeVdzpyp&sig=Or0kGEh\\_J8kpFfNnylj\\_sQrWpLw&hl=fr&sa=X&ved=0ahUKEw](https://books.google.dz/books?id=zUfvAQAQAQBAJ&pg=PA1&lpg=PA1&dq=chimie+des+hydrocarbures+LEFEBVRE,+G.&source=bl&ots=QExeVdzpyp&sig=Or0kGEh_J8kpFfNnylj_sQrWpLw&hl=fr&sa=X&ved=0ahUKEw)  
**RODIER, J. (2009).** *L'analyse de l'eau*. 9<sup>é</sup> éd. Paris : Dunod. 1489 p.

**RODIER, J., BAZIN, C., CHAMBON, P., BROUTIN, J-P., CHAMPSAUD, H., RODI, L.**

**(1996).** *L'analyse de l'eau*. 8<sup>é</sup> éd. Paris : Dunod. 1983 p.

**SEKOULOV, I., BRINKE-SEIFERTHS. (1999).** Application de bio-filtration dans l'industrie du raffinage du pétrole. *Water Science Technology*. Vol.8, N° 36, 71 p.

**SIVOM. (2012).** *Guide des bonnes pratiques de gestion des effluents et des déchets industriels*

*Agence de l'eau Rhône méditerranée et Corse* [En ligne]. France : Masson. [Consulté le 30 mars

2016]. Disponible sur le web : <[http://www.sivom-region-cluses.fr/admin/upload/assainissement\\_industriel/2012\\_05\\_29\\_Guide\\_%20des\\_%20bonnes\\_%20pratiques\\_%20de\\_%20gestion\\_%20des\\_%20effluents\\_%20et\\_%20dechets\\_%20industriels.pdf](http://www.sivom-region-cluses.fr/admin/upload/assainissement_industriel/2012_05_29_Guide_%20des_%20bonnes_%20pratiques_%20de_%20gestion_%20des_%20effluents_%20et_%20dechets_%20industriels.pdf)>.

**TECHER, D. (2011).** *Réhabilitation de sols pollués par des HAP grâce aux bactéries associées à la rhizosphère de Miscanthus x giganteus*. Thèse de doctorat. Toxicologie de l'environnement. France : Université Paul Verlaine de Metz, 307 p.

**TERMOUL, F., SADI, M. (2007).** *Détermination de la pollution résiduelle d'une station d'épuration par lagunage naturel : cas de la lagune de Beni-Messous*. Mémoire d'ingénieur. Environnement marin. Alger : ENSSMAL, 91 p.

**VILAGINES, R. (2010).** *Eau, environnement et santé publique* [En ligne]. 3<sup>é</sup> éd. Paris : Lavoisier. [Consulté le 5 février 2016]. Disponible sur le web :

<<https://books.google.dz/books?id=zUfvAQAQAQBAJ&pg=PA93&dq=VILAGINES,+2003+Eau,+environnement+et+sant%C3%A9+publique&hl=fr&sa=X&ved=0ahUKEwjx0Oip8jPAhVEcBoKHToKBiUQ6AEIKDAC#v=onepage&q=VILAGINES%2C%202003%20Eau%2C%20environnement%20et%20sant%C3%A9%20publique&f=false>>.

**WAUQUIER, J. (1994).** *Le raffinage du pétrole*. Paris: Technip. 255 p.



***Annexes***

# Annexe I

## Le Décret exécutif n° 06-141 du 19 Avril 2006, du journal officiel de la République Algérienne.

4	JOURNAL OFFICIEL DE LA REPUBLIQUE ALGERIENNE N° 26	24 Rabie El Aouel 1427 23 avril 2006
<b>DECRETS</b>		
<b>Décret exécutif n° 06-141 du 20 Rabie El Aouel 1427 correspondant au 19 avril 2006 définissant les valeurs limites des rejets d'effluents liquides industriels.</b>	En outre et en raison des particularités propres aux technologies utilisées, des tolérances particulières aux valeurs limites sont également accordées selon les catégories industrielles concernées. Ces tolérances sont annexées au présent décret.	
<p style="text-align: center;">-----</p> <p>Le Chef du Gouvernement, Sur le rapport du ministre de l'aménagement du territoire et de l'environnement, Vu la Constitution, notamment ses articles 85-4° et 125 (alinéa 2) ; Vu la loi n° 90-08 du 7 avril 1990, complétée, relative à la commune ; Vu la loi n° 90-09 du 7 avril 1990, complétée, relative à la wilaya ; Vu la loi n° 03-10 du 19 Joumada El Oula 1424 correspondant au 19 juillet 2003 relative à la protection de l'environnement dans le cadre du développement durable ; Vu la loi n° 04-04 du 5 Joumada El Oula 1425 correspondant au 23 juin 2004 relative à la normalisation ; Vu la loi n° 05-07 du 19 Rabie El Aouel 1426 correspondant au 28 avril 2005 relative aux hydrocarbures ; Vu le décret présidentiel n° 04-136 du 29 Safar 1425 correspondant au 19 avril 2004 portant nomination du Chef du Gouvernement ; Vu le décret présidentiel n° 05-161 du 22 Rabie El Aouel 1426 correspondant au 1er mai 2005 portant nomination des membres du Gouvernement ; Vu le décret exécutif n° 93-160 du 10 juillet 1993 réglementant les rejets d'effluents liquides industriels ;</p>	<b>SECTION 2 DES PRESCRIPTIONS TECHNIQUES RELATIVES AUX REJETS D'EFFLUENTS LIQUIDES INDUSTRIELS</b>	
<p><b>Décète :</b> Article 1er. — En application des dispositions de l'article 10 de la loi n° 03-10 du 19 juillet 2003, susvisée, le présent décret a pour objet de définir les valeurs limites des rejets d'effluents liquides industriels.</p>	<p>Art. 4. — Toutes les installations générant des rejets d'effluents liquides industriels doivent être conçues, construites et exploitées de manière à ce que leurs rejets d'effluents liquides industriels ne dépassent pas à la sortie de l'installation les valeurs limites des rejets définies en annexe du présent décret et doivent être dotées d'un dispositif de traitement approprié de manière à limiter la charge de pollution rejetée.</p> <p>Art. 5. — Les installations de traitement doivent être conçues, exploitées et entretenues de manière à réduire à leur minimum les durées d'indisponibilité pendant lesquelles elles ne peuvent assurer pleinement leur fonction.</p>	
<p style="text-align: center;"><b>SECTION 1 DES DISPOSITIONS PRELIMINAIRES</b></p> <p>Art. 2. — Au sens du présent décret on entend par rejet d'effluents liquides industriels tout déversement, écoulement, jet et dépôt d'un liquide direct ou indirect qui provient d'une activité industrielle.</p> <p>Art. 3. — Les valeurs limites de rejets d'effluents liquides industriels sont celles fixées en annexe du présent décret.</p> <p>Toutefois, en attendant la mise à niveau des installations industrielles anciennes dans un délai de cinq (5) ans, les valeurs limites des rejets d'effluents liquides industriels prennent en charge l'ancienneté des installations industrielles en déterminant une tolérance pour les rejets d'effluents liquides industriels émanant de ces installations. Ces valeurs sont fixées et annexées au présent décret.</p> <p>Pour les installations pétrolières, le délai est de sept (7) ans conformément aux dispositions législatives en vigueur, et notamment celles de la loi n° 05-07 du 19 Rabie El Aouel 1426 correspondant au 28 avril 2005, susvisée,</p>	<b>SECTION 3 DU CONTROLE DES REJETS D'EFFLUENTS LIQUIDES INDUSTRIELS</b> <p>Art. 6. — Au titre de l'autocontrôle et de l'autosurveillance les exploitants d'installations générant des rejets d'effluents liquides industriels doivent tenir un registre où sont consignés la date et les résultats des analyses qu'ils effectuent selon des modalités fixées par arrêté du ministre chargé de l'environnement et, le cas échéant, du ministre chargé du secteur concerné.</p> <p>Les mesures sont effectuées sous la responsabilité de l'exploitant et à ses frais dans les conditions fixées par la réglementation en vigueur.</p> <p>Art. 7. — Les résultats des analyses doivent être mises à la disposition des services de contrôle habilités.</p> <p>Art. 8. — Les services habilités en la matière effectuent des contrôles périodiques et ou inopinés des caractéristiques physiques, chimiques et biologiques des rejets d'effluents liquides industriels visant à s'assurer de leur conformité aux valeurs limites fixés en annexe du présent décret.</p> <p>Art. 9. — Le contrôle des rejets comporte un examen des lieux, des mesures et analyses opérées sur place et des prélèvements d'échantillons aux fins d'analyses.</p> <p>Art. 10. — L'exploitant de l'installation concernée est tenu d'expliquer, commenter ou fonder tout dépassement éventuellement constaté et fournir les actions correctives mises en œuvre ou envisagées.</p>	

## Annexe II



**Eprouvette**



**Entonnoir**



**Pipettes**



**Ampoule à décanter**



### **Annexe III**



BASSIN D'ORAGE 850-CC017



Bac des eaux pluviales 850-TK-001 A & B



Clarificateur

## Annexe IV

### Les tableaux des résultats d'analyse des paramètres physico-chimiques

#### 1- Débit

N° d'ECH	Débit (m <sup>3</sup> /t)				Valeur limite
	Sortie ETP	Foin	Anthracite	(foin +Anthracite+ Sable)	
ECH 1	0,46	0,46	0,46	0,46	1
ECH 2	0,46	0,46	0,46	0,46	1
ECH 3	0,39	0,39	0,39	0,39	1
ECH 4	0,17	0,17	0,17	0,17	1
ECH 5	0,18	0,18	0,18	0,18	1
ECH 6	0,31	0,31	0,31	0,31	1

#### 2- Température (T°)

N° d'ECH	Température				Valeur limite
	Sortie ETP	Foin	Anthracite	(Foin+ Anthracite+ Sable)	
ECH 1	23,9	21,3	20,2	18,5	30
ECH 2	18,7	17,7	17,1	16,5	30
ECH 3	21	20,8	20,5	19,8	30
ECH 4	20,6	20	19,2	18	30
ECH 5	19,1	18,8	18,2	17,7	30
ECH 6	16,1	15,9	15,5	15	30

#### 3- Potentiel d'hydrogène (pH)

N° d'ECH	PH				Valeur limite
	Sortie ETP	Foin	Anthracite	(Foin+ Anthracite+ Sable)	
ECH 1	7,26	7,26	7,26	7,26	5,5 - 8,5
ECH 2	7,3	7,3	7,3	7,3	5,5 - 8,5
ECH 3	7,8	7,8	7,8	7,8	5,5 - 8,5
ECH 4	8,1	8,1	8,1	8,1	5,5 - 8,5
ECH 5	7,8	7,8	7,8	7,8	5,5 - 8,5
ECH 6	8	8	8	8	5,5 - 8,5

#### 4- Matières en suspension (MES)

N° d'ECH	MES				Valeur limite
	Sortie ETP	Foin	Anthracite	(Foin+ Anthracite+ Sable)	
ECH 1	8,74	5,98	3,22	4,6	25
ECH 2	10,58	7,3	3,91	5,6	25
ECH 3	12,87	8,88	4,76	6,82	25
ECH 4	3,23	2,22	1,19	1,71	25
ECH 5	11,16	7,7	4,13	5,91	25
ECH 6	11,78	8,13	4,35	6,24	25

### 5- Demande biologique en oxygène (DBO<sub>5</sub>)

N° d'ECH	DBO5				
	Sortie ETP	Foin	Anthracite	(Foin+ Anthracite+ Sable)	Valeur Limite
ECH 1	17,3	12,88	5,06	2,53	25
ECH 2	15,54	11,66	4,66	2,33	25
ECH 3	16,96	12,72	5,09	2,54	25
ECH 4	4,3	3,22	1,29	0,64	25
ECH 5	7,6	5,7	2,28	1,14	25
ECH 6	10,47	7,85	3,14	1,57	25

### 6- Demande biochimique en oxygène (DCO)

N° d'ECH	DCO				
	Sortie ETP	Foin	Anthracite	(Foin+ Anthracite+ Sable)	Valeur limite
ECH 1	24,3	16,15	8,51	6,9	100
ECH 2	74,52	49,92	26,082	21,62	100
ECH 3	92,82	62,18	32,48	26,92	100
ECH 4	44,03	29,5	15,41	12,76	100
ECH 5	39,24	26,29	13,73	11,4	100
ECH 6	99,82	66,87	34,93	28,94	100

### 7- Hydrocarbures (HC)

N° d'ECH	Hydrocarbures				
	Sortie ETP	Foin	Anthracite	(Foin+ Anthracite+ Sable)	Valeur limite
ECH 1	1,748	0,874	0,2024	0,161	5
ECH 2	2,66	1,33	0,32	0,27	5
ECH 3	3,081	1,5405	0,366	0,3081	5
ECH 4	1,36	0,68	0,16	0,14	5
ECH 5	1,152	0,576	0,1382	0,115	5
ECH 6	2,635	1,3175	0,3162	0,2635	5

### 8- Phénols

N° d'ECH	Phénol				
	Sortie ETP	Foin	Anthracite	(Foin+ Anthracite+ Sable)	Valeur limite
ECH 1	0,0115	0,03864	0,00092	0,0092	0,25
ECH 2	0,10028	0,3369	0,008	0,0802	0,25
ECH 3	0,0986	0,3315	0,0078	0,078	0,25
ECH 4	0,0926	0,3112	0,0073	0,0741	0,25
ECH 5	0,4716	1,5845	0,0376	0,3772	0,25
ECH 6	0,5115	1,7186	0,0409	0,4092	0,25

### 9- Azote total (N)

N° d'ECH	Azote total				
	Sortie ETP	Foin	Anthracite	(Foin+ Anthracite+ Sable)	Valeur limite
ECH 1	38,82	34,96	15,08	13,8	20
ECH 2	3,95	3,59	1,54	1,42	20
ECH 3	44,07	40,1	17,19	15,86	20
ECH 4	0,2006	0,1819	0,0782	0,0714	20
ECH 5	9,99	9,09	3,89	3,6	20
ECH 6	62	56,42	24,18	22,32	20

### 10- Plomb (Pb<sup>+2</sup>)

N° d'ECH	Plomb				
	Sortie ETP	Foin	Anthracite	(Foin+ Anthracite+ Sable)	Valeur limite
ECH 1	0,00002	0	0	0	0,5
ECH 2	0	0	0	0	0,5
ECH 3	0	0	0	0	0,5
ECH 4	0	0	0	0	0,5
ECH 5	0,002	0	0	0	0,5
ECH 6	0	0	0	0	0,5

### 11- Chrome trivalent (Cr+6)

N° d'ECH	Chrome 6+				
	Sortie ETP	Foin	Anthracite	(Foin+ Anthracite+ Sable)	Valeur limite
ECH 1	0,034	0,026	0,008	0,006	0,1
ECH 2	0,022	0,0169	0,0052	0,0039	0,1
ECH 3	0,008	0,00616	0,00192	0,00144	0,1
ECH 4	0,007	0,00539	0,00168	0,00126	0,1
ECH 5	0,001	0,00077	0,00024	0,00018	0,1
ECH 6	0	0	0	0	0,1